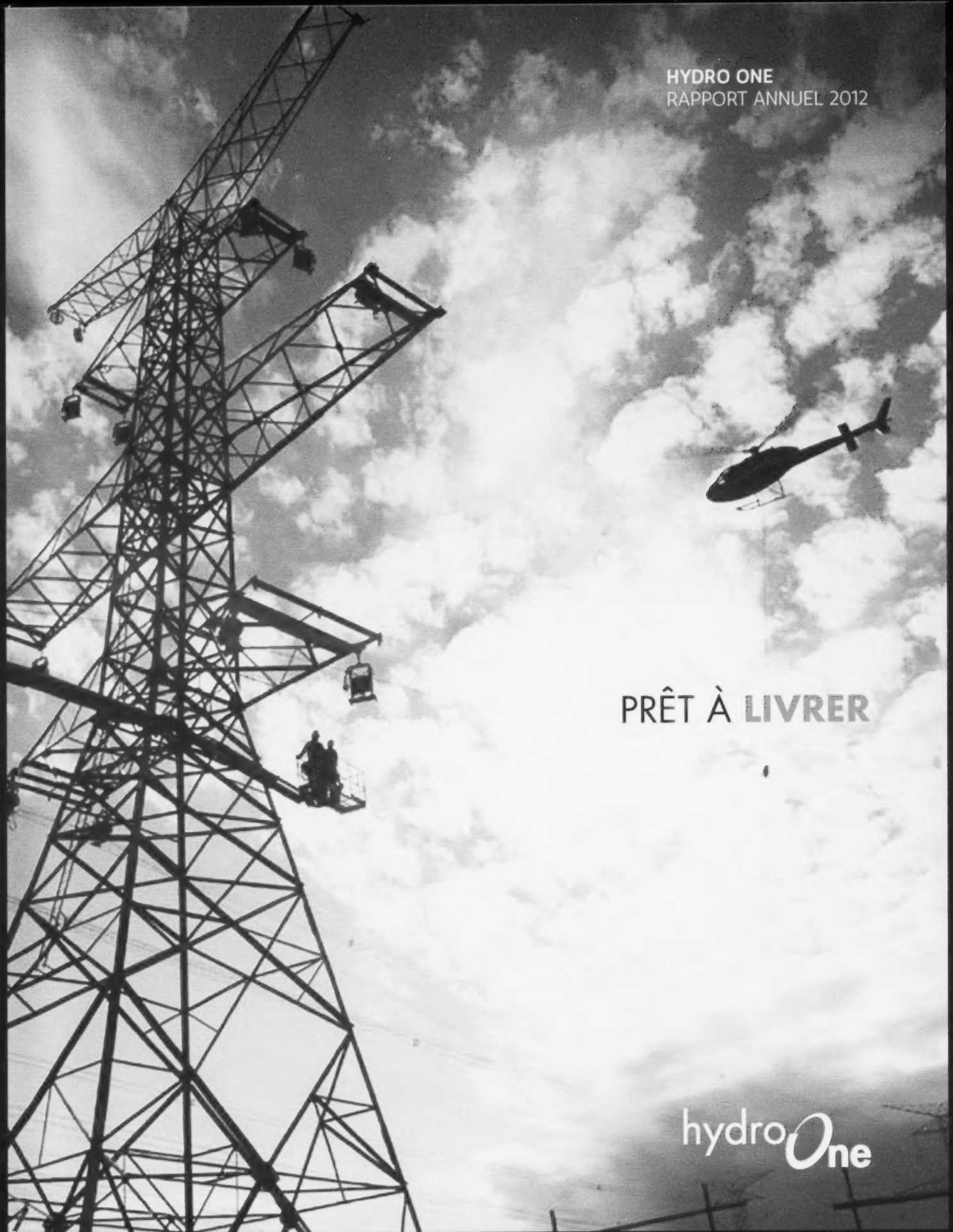

HYDRO ONE
RAPPORT ANNUEL 2012
PRÊT À LIVRER
hydro One

EN COUVERTURE :
Projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton
Photo fournie par Brian Pieters Photography
www.pietersphoto.com

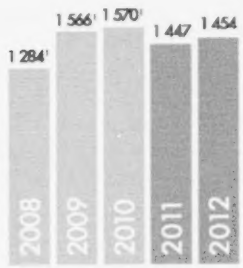
POINTS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET STATISTIQUES

TABLE DES MATIÈRES

Message du président du conseil d'administration	2
Message du président et chef de la direction	3
Sécurité	4
Fiabilité	6
Innovation et productivité	8
Ressources humaines et culture	10
Haute direction de Hydro One	12
Rapport de gestion	13
Rapport de la direction	52
Rapport des auditeurs indépendants	53
États consolidés des résultats et du résultat étendu	54
Bilans consolidés	55
États consolidés des variations des capitaux propres	57
États consolidés des flux de trésorerie	58
Notes afférentes aux états financiers consolidés	59
Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices	110
Conseil d'administration	112

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

(en millions de dollars canadiens)

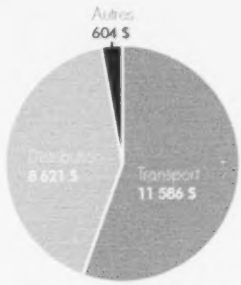


[1] Selon les PCGR du Canada

TOTAL DE L'ACTIF

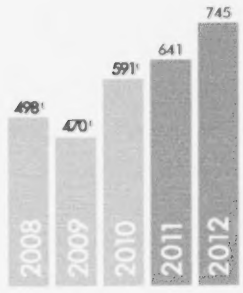
31 décembre 2012

(en millions de dollars canadiens)



BÉNÉFICE NET

(en millions de dollars canadiens)



[1] Selon les PCGR du Canada

Exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2012	2011	Variation en $	Variation en %
Produits	5 728	5 471	257	5
Achats d'électricité	2 774	2 628	146	6
Charges d'exploitation	1 730	1 708	22	1
Bénéfice net	745	641	104	16
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 285	1 407	(122)	(9)
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(en MW)*[1]	21 132	21 166	(34)	–
Distribution – unités distribuées aux clients *(en TWh)*[1]	29,2	29,2	–	–

[1] Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le conseil d'administration de Hydro One s'est employé à renforcer et à modeler la société, à en accroître la valeur pour son actionnaire et à en assurer viabilité financière en investissant prudemment et en exerçant une surveillance rigoureuse des dépenses et des pratiques de gestion.

En 2012, Hydro One a continué de préserver le bénéfice net, a investi massivement dans l'élaboration d'un réseau d'électricité de l'avenir et a permis à la Province d'atteindre les objectifs du plan énergétique à long terme.

Le bénéfice net a progressé d'environ 16 pour cent, du fait de la baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et de la gestion efficiente des programmes de travaux de l'entreprise de transport. Le bénéfice net s'est établi à 745 millions de dollars pour l'exercice considéré, comparativement à 641 millions de dollars en 2011.

Les dépenses en immobilisations de la société ont augmenté de 7 millions de dollars en 2012, du fait de la remise en état et du remplacement des équipements parvenus à la fin de leur vie utile destinée à améliorer la fiabilité d'ensemble des réseaux, ainsi que de l'investissement dans des projets de mise à niveau en vue de faciliter le raccordement de nouveaux clients et de nouvelles sources d'énergie. Des immobilisations représentant des investissements de plus de 1 748 millions de dollars ont été mises en service au cours de l'exercice.

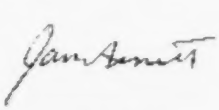
Hydro One a versé des dividendes de 370 millions de dollars à son seul actionnaire, la Province d'Ontario, et a constaté une provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés de 121 millions de dollars.

La société a dépassé les attentes en ce qui a trait notamment à la durée des interruptions de service imprévues de notre société de transport et à la cible du bénéfice net après les impôts.

En novembre, le conseil d'administration a nommé Carmine Marcello au poste de président et chef de la direction de la société, avec prise d'effet en janvier 2013, par suite du départ à la retraite de Laura Formusa, ancienne présidente et chef de la direction de Hydro One. Pour ce qui est de l'avenir, les principaux objectifs de la direction seront d'améliorer les résultats en matière de sécurité, de renforcer les liens avec la clientèle et de favoriser une culture axée sur la compétence et le rendement élevé.

Je remercie tous les employés de Hydro One ainsi que mes collègues du conseil d'administration de leur engagement à l'égard de la société et de la mission de cette dernière qui consiste à fournir à la population ontarienne de l'électricité produite de façon sécuritaire, fiable et abordable.

Le président du conseil d'administration,



James Arnett

MESSAGE DU PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION

En 2012, l'attention de Hydro One s'est portée sur le respect de ses engagements, soit ceux de réaliser des projets d'envergure de manière sécuritaire et selon le calendrier prévu et de maintenir la solidité du réseau de transport et du plus important réseau de distribution d'Ontario afin d'offrir à ses abonnés et aux collectivités en Ontario de l'électricité produite de façon sécuritaire, fiable et abordable.

Notre raison d'être est de servir nos clients. Lorsque nos abonnés appuient sur l'interrupteur, nous devons fournir sur-le-champ le service demandé et ce, à un prix abordable. Lorsqu'ils nous appellent, nous devons être disponibles, et lorsque des pannes surviennent, nous devons rétablir le courant sans tarder et de manière sécuritaire.

En 2012, Hydro One a renforcé le réseau qui nous permet de respecter nos engagements. L'achèvement du projet de Bruce à Milton d'un montant de 700 millions de dollars a été un événement charnière. En plus d'avoir constitué le plus grand projet d'agrandissement jamais entrepris dans l'histoire de Hydro One, la construction de cette ligne de transport de 500 kV a été réalisée dans les délais prévus et sans incident entraînant un arrêt de travail ni blessures graves. L'achèvement de ce projet permet à Hydro One de transporter plus de 3 000 MW d'électricité propre et renouvelable de l'endroit où elle est produite à l'endroit où elle est requise.

Nos équipes ont montré leur capacité, inégalée dans le secteur d'activité, à répondre aux urgences en Ontario et ailleurs. À deux occasions, nous avons aidé nos voisins du Sud, soit après une violente tempête de vent à l'été et à la suite de l'ouragan Sandy à l'automne. Les deux fois, nous avons répondu en dépêchant des centaines d'employés spécialisés sur les lieux des sinistres. En reconnaissance de nos efforts, l'Edison Electric Institute nous a décerné un prix d'excellence en matière de rétablissement du courant après tempêtes.

En 2012, Hydro One a continué de jouer son rôle de leader en tirant avantage de la technologie pour contrôler les coûts afin de maintenir les tarifs à un bas niveau pour ses clients. Nous améliorons la productivité en mettant en place des programmes de travaux plus efficients qui font en sorte que nos équipes passent moins de temps en déplacement et plus de temps à accomplir des tâches qui comptent pour les clients. Nous poursuivrons nos efforts en ce sens en 2013 avec le lancement d'un nouveau système d'information de la clientèle qui rehaussera l'expérience des clients et renforcera les liens entre notre centre d'appel situé en Ontario et nos activités sur le terrain.

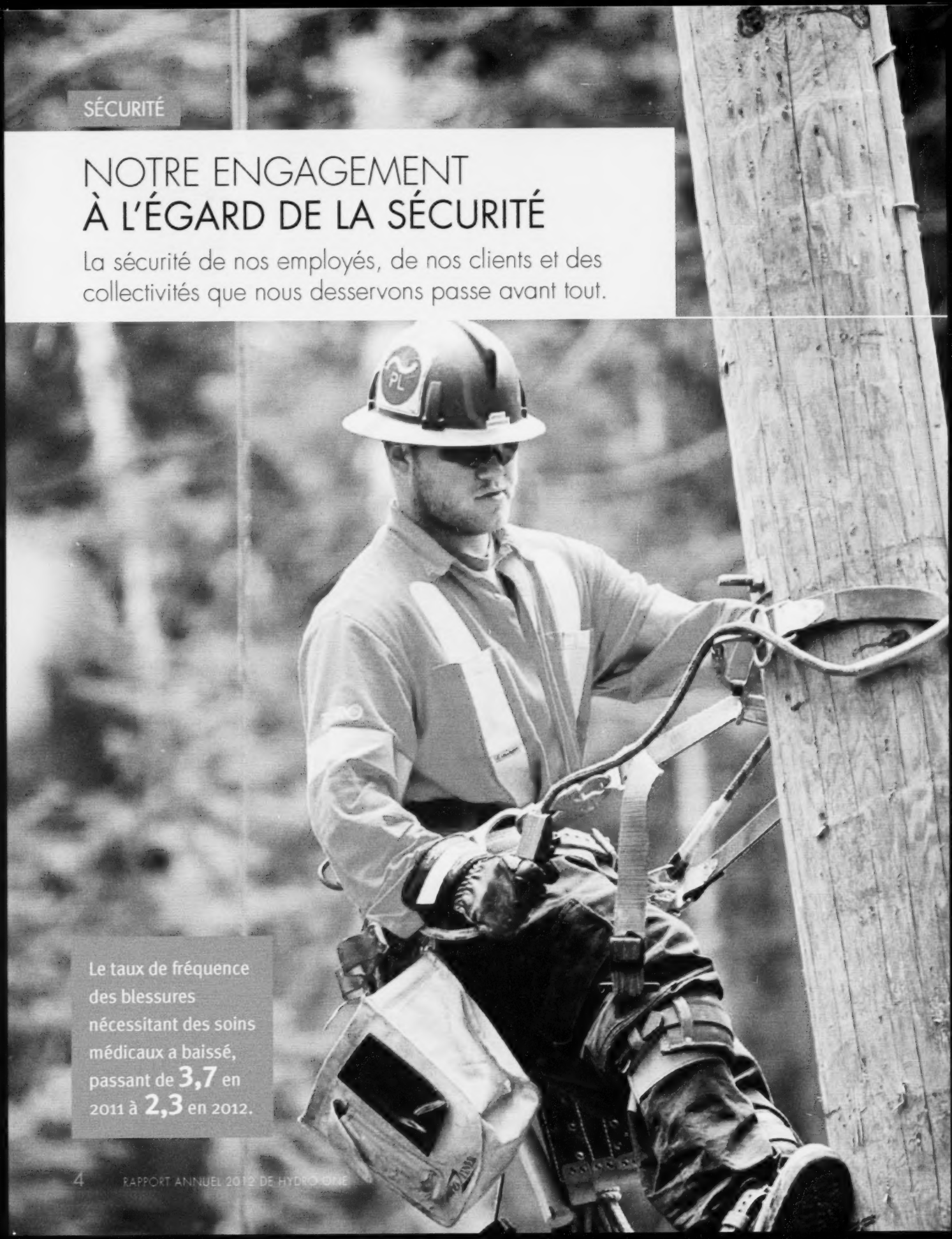
Je remercie le conseil d'administration pour son appui, mon équipe de direction pour sa détermination en vue de l'amélioration continue ainsi que nos employés pour leur engagement envers la sécurité et l'excellence.

Le président et chef de la direction de Hydro One Inc.,

Carmine Marcello

NOTRE ENGAGEMENT À L'ÉGARD DE LA SÉCURITÉ

La sécurité de nos employés, de nos clients et des collectivités que nous desservons passe avant tout.



Le taux de fréquence des blessures nécessitant des soins médicaux a baissé, passant de **3,7** en 2011 à **2,3** en 2012.

Le projet phare relatif à la ligne de transport entre Bruce et Milton a représenté 922 000 heures-personnes travaillées, a fourni de l'emploi à 500 employés et a pu être réalisé sans blessures entraînant un arrêt de travail ni blessures sérieuses, ce qui constitue un important tournant.

AMÉLIORATIONS DES RÉSULTATS EN MATIÈRE DE SANTÉ ET DE SÉCURITÉ

Hydro One s'est fixé comme objectif de devenir le chef de file mondial des entreprises de services publics en matière de santé et de sécurité grâce à son programme d'amélioration continue Objectif zéro.

La société a enregistré de bons résultats à l'égard de cette priorité stratégique. À cet effet, le taux de fréquence des blessures nécessitant des soins médicaux a diminué, passant de 3,7 en 2011 à 2,3 en 2012. Le taux de fréquence des blessures entraînant un arrêt de travail a également régressé, passant de 0,17 en 2011 à 0,11 en 2012.

L'amélioration des résultats de la société en matière de santé et de sécurité est en partie attribuable à la formation continue des employés et des apprentis, à la mise en place de réunions sur la sécurité et de séminaires de formation avec présentateurs, à la formation sur le terrain par les superviseurs, à la mise sur pied d'un tableau de bord pour les soins médicaux, ainsi qu'aux mesures prônant l'importance d'effectuer des étirements avant d'accomplir une tâche et de mettre en pratique des techniques de préventions des accidents destinées aux employés de services forestiers.

Le recours à une technique novatrice faisant appel à de l'équipement hydraulique spécialement conçu pour l'installation de poteaux à proximité de lignes sous tension a également permis d'améliorer la sécurité et la productivité. Cette nouvelle technique, qui permet aux opérateurs d'installer sept poteaux dans le même temps qu'il en faudrait pour installer un poteau à l'aide d'une grue à flèche radiale, nécessite deux fois moins de travailleurs, ce qui réduit d'autant le nombre de ceux-ci susceptible de subir des blessures, fréquentes pour ce genre de travail.

PROGRAMME OBJECTIF ZÉRO

Dans le prolongement du succès de son programme Objectif zéro établi en 2010, la société a concentré ses efforts sur les actions suivantes en 2012 :

- Création d'un environnement de travail dans lequel les employés peuvent apporter une contribution plus directe sur les questions de sécurité touchant leurs tâches journalières ou les plans opérationnels.
- Responsabilisation des employés à l'égard de leur propre sécurité et de celle de leurs collègues au moyen d'ententes de rendement de la direction.
- Conception d'un cadre de travail qui fait de la santé et de la sécurité une préoccupation quotidienne pour les travailleurs.
- Mise sur pied d'un programme visant à accroître la sensibilisation des conducteurs de véhicules aux questions de sécurité et à réduire le risque que des employés soient impliqués dans des accidents de la route.
- Mise en œuvre d'un processus qui souligne les résultats et l'atteinte d'étapes en matière de sécurité.

NORME OHSAS 18001

L'an dernier, la société a indiqué qu'elle mettait tout en œuvre pour se conformer à la norme Occupational Health and Safety Assessment Series (« OHSAS ») 18001 afin de renforcer davantage sa culture en matière de santé et de sécurité. La certification selon la norme OHSAS 18001 permettra à Hydro One de regrouper toutes ses politiques, procédures et analyses en matière de sécurité en un système de gestion unique, ce qui permettra de mieux cerner les risques, l'ordre des priorités et les mesures d'atténuation des problèmes en matière de santé et de sécurité.

Dans un premier temps, la société a passé en revue tous les documents existants liés au système de gestion de la santé, la sécurité et l'environnement (« SGSSE ») en vue de les simplifier et de les alléger dans la mesure du possible. L'examen a révélé qu'une simplification du document de synthèse du SGSSE s'imposait.

Dans un deuxième temps, la société examinera et modifiera ses registres de contrôle des dangers, concevra des outils d'audit servant à l'évaluation du SGSSE, établira des procédures pour communiquer aux employés de nouvelles informations relatives au SGSSE et mettra en œuvre un processus visant la mise à jour des documents liés au SGSSE.

NOTRE MANTRA : SERVICE À LA CLIENTÈLE

Nous sommes à l'écoute des besoins de nos clients et sommes prêts à répondre à ces derniers, jour après jour.

En 2012, Hydro One a investi **1 454 millions de dollars** pour remplacer les actifs vieillissants du système, renforcer le réseau et améliorer le service à la clientèle.

Hydro One s'est vu remettre le prestigieux prix de l'assistance en cas d'urgence 2012 de l'Edison Electric Institute pour ses efforts en matière de rétablissement à la suite de l'ouragan Sandy, aux États-Unis.

DES ROUAGES BIEN HUILÉS

Grâce à notre réseau de transport à haute tension de 29 000 kilomètres et à notre réseau de distribution à basse tension de 122 000 kilomètres qui desservent des régions tant urbaines que rurales, nous pouvons, en toute priorité, veiller à ce que notre équipement fonctionne à son meilleur en tout temps.

Pour offrir un service à la clientèle fiable, nous devons d'abord nous assurer que nos lignes aériennes ne sont pas envahies par la végétation. En 2012, la société a réduit les interruptions de service pour cause de travaux forestiers, lesquelles sont passées de 18 heures à 4 heures (de 2006 à 2012) et le nombre moyen d'interruptions par client a diminué de 1,6 à 0,8. Des branches d'arbres ont été coupées sur 11 195 kilomètres de câbles du réseau de distribution de la société et sur 2 704 kilomètres de son réseau de transport. En outre, plus de 900 000 arbres ont été élagués ou abattus sur le territoire desservi par la société.

Pour améliorer encore davantage la fiabilité, la société a également engagé des dépenses en immobilisations de 1 454 millions de dollars, et des immobilisations de plus de 1 748 millions de dollars ont été mises en service, notamment les suivantes :

- le remplacement du transformateur au poste de transformation de Trafalgar;
- les nouveaux postes de transformation de Woodstock et de Burlington;
- la reconstruction du poste de transformation de Burlington;
- le remplacement de divers actifs de la sous-station Abitibi Canyon;
- le remplacement de 11 000 poteaux de bois s'étant détériorés en raison de leur âge, de leur emplacement, des conditions climatiques, de la façon dont le bois a été traité, des insectes et des animaux.

EXTRAIRE L'ESSENTIEL DE L'INFORMATION

En 2012, Hydro One est devenu le premier prestateur de services publics en Amérique du Nord à lancer un outil d'analyse d'actifs en ligne visant à accroître la fiabilité et la valeur de ceux-ci pour les contribuables. Un logiciel de mappage, jumelé à l'information relative à l'état et à l'emplacement de chaque actif du territoire de Hydro One, permet désormais à la société d'analyser avec efficacité l'état de l'ensemble des poteaux, tours, lignes et postes de la province et de les catégoriser. En se fondant sur cette évaluation, les planificateurs de la société peuvent prendre des décisions plus efficaces et plus prudentes en matière d'investissement, de rationaliser les programmes de travaux et de donner la priorité aux travaux dans les zones où des perturbations auraient une forte incidence sur les clients.

DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE POUR LES COLLECTIVITÉS FLORISSANTES ET POUR LES GÉNÉRATIONS À VENIR

En mai, soit sept mois plus tôt que prévu, l'agrandissement le plus important du réseau de transport d'électricité en Ontario au cours des deux dernières décennies a été mis en service. Ce projet d'envergure offre aux clients de Hydro One une nouvelle capacité d'approvisionnement en électricité de 3 200 mégawatts à partir de sources entièrement propres et renouvelables, soit la quantité suffisante d'électricité pour combler plus de 10 pour cent des besoins de la province.

APPUI À LA VIE COLLECTIVE

Les conditions météorologiques difficiles qui influent sur le service d'électricité peuvent mettre un frein à la vie de la collectivité, et lorsque cela se produit, il nous incombe de réagir de façon rapide et sécuritaire pour rétablir le courant. Qu'il s'agisse de dommages aux structures dans la région de mines locales causés par des feux de forêt ou de dommages qu'ont entraînés les tempêtes qui ont suivi l'ouragan Sandy, les équipes de Hydro One accordent la priorité à leurs clients. Ils les tiennent au courant en temps opportun de leurs efforts en matière de rétablissement et leur fournissent de l'information sur les pratiques sécuritaires à adopter pendant les pannes d'électricité.

INNOVER POUR AMÉLIORER LE SERVICE

Les nouvelles technologies nous aideront à répondre aux besoins de nos clients de manière plus preste, plus souple et plus efficiente.

En 2012, Hydro One a réduit l'ensemble de ses charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de **21 millions de dollars** par rapport à celles de 2011.

Energy Central a décerné au chef de l'information de Hydro One le titre de chef de l'information de l'année pour souligner ses projets, notamment la modernisation du système d'information à la clientèle, la création d'une zone d'essai d'avant-garde du réseau de distribution et l'utilisation la plus pointue des analyses des actifs.

LA SCIENCE DU SOLEIL

Hydro One continue de se distinguer grâce à son expertise en matière de gestion des « tempêtes solaires », perturbations célestes si puissantes qu'elles peuvent modifier la direction des courants sur les lignes hydroélectriques, entraîner des dommages importants au matériel et donner lieu à des pannes d'électricité. L'équipe de recherche de la société a conçu un protocole de préparation reconnu à l'échelle internationale qui permet de surveiller ces phénomènes météorologiques rares mais extrêmes, de choisir les mesures de contrôle les plus sûres et d'en gérer l'incidence de la façon la plus rentable qui soit.

La société se démarque également dans le secteur grâce à sa fabrication de poteaux de fibre de verre. Faisant désormais partie des stocks principaux de la société, les nouveaux poteaux composites sont une solution de rechange écoresponsable aux poteaux de bois traditionnels, durant deux fois plus longtemps et offrant des occasions de réaliser des économies à long terme.

SOLUTION DE DISTRIBUTION DE POINTE

Le projet de modernisation de la distribution de Hydro One s'articule autour de l'intégration de technologies intelligentes à son réseau de distribution. En partenariat avec GE, IBM et Telvent, la société a commencé à repérer les applications, le matériel et les processus nécessaires à la concrétisation de sa vision d'un réseau de distribution moderne. L'accent sera mis sur l'amélioration de la fiabilité et de l'exploitation, sur la réduction de la durée des pannes imprévues, sur la simplification de la planification du réseau, sur l'intégration des énergies renouvelables et sur la communication d'information en temps opportun afin d'aider les clients à mieux gérer leurs coûts d'électricité.

Dans le cadre de ce projet, Hydro One a aménagé une maison témoin à Owen Sound dans laquelle elle met à l'essai des outils comme des thermostats intelligents et des systèmes de gestion et de surveillance de l'énergie et en évalue l'incidence.

De concert avec l'Electric Power Research Institute, la société a également entrepris de mesurer l'incidence de l'utilisation de véhicules électriques rechargeables dans son réseau de distribution rural et de recueillir des données à cet égard.

PANNE D'ÉLECTRICITÉ? IL Y A UNE APPLICATION POUR ÇA

En mai, Hydro One est devenu le premier prestataire de services publics au Canada à lancer une application mobile gratuite qui permet aux clients de vérifier l'évolution des pannes d'électricité prévues et imprévues sur le territoire de 640 000 kilomètres carrés desservi par la société à partir de leur téléphone intelligent ou de leur tablette. L'application se présente sous forme de carte interactive que les clients peuvent interroger au moyen de leur adresse, et elle est rafraîchie toutes les 15 minutes. Les clients de Hydro One peuvent donc obtenir de l'information à jour même lorsqu'il y a une panne.

ATTEINDRE LES OBJECTIFS TOUT EN MAINTENANT LES COÛTS À LA BAISSE

La société a respecté l'engagement qu'elle avait pris vis-à-vis des contribuables quant à la création de valeur; pour ce faire, elle s'est assurée que ses charges d'exploitation, d'entretien et d'administration n'augmentent pas de plus de deux pour cent d'un exercice à l'autre (soit un pourcentage inférieur au taux d'inflation actuel). En outre, Hydro One Brampton Networks s'est classée première sur 76 distributeurs locaux pour avoir affiché les plus faibles charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par client dans l'Annuaire 2011 de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

En plus de mener à bien des travaux entrepris il y a plusieurs années, Hydro One a continué de tirer parti de son investissement dans la technologie SAP lui ayant permis de faire des gains de productivité et de remplacer plusieurs applications plus vieilles et d'en intégrer de nouvelles à la plateforme SAP. Au cours de la prochaine étape du projet, la société se concentrera sur les programmes de travaux en matière d'immobilisations.

NOTRE FORCE RÉSIDE DANS NOTRE PERSONNEL

Nous sommes une société performante, tenue de rendre des comptes et très consciente du fait de son devoir de respecter ses objectifs d'entreprise.

Des représentants de la société ont continué de promouvoir le programme *Hazard Hamlet* qui enseigne aux enfants l'importance d'adopter des comportements sécuritaires face à l'électricité. Au cours des 16 dernières années, des élèves de plus de **230 écoles** ont participé à ce programme.

En 2012, le magazine *Corporate Knights* nous a classés parmi les sociétés les mieux cotées sur le plan de la responsabilité sociale pour une sixième année consécutive.

STRATÉGIE EN MATIÈRE DE RESSOURCES HUMAINES

Hydro One cherche à embaucher les meilleurs éléments, soit des personnes possédant de nouvelles compétences, un esprit innovateur et un grand potentiel. Afin de s'assurer qu'elle dispose en tout temps de cette main-d'œuvre, la société a renouvelé, l'an dernier, son partenariat avec les collèges Georgian College, Algonquin College, Mohawk College et Northern College afin de soutenir les programmes des écoles de génie électrique en offrant des bourses d'études et des possibilités de stages en entreprise. En 2012, Hydro One a fait une deuxième contribution de 3 millions de dollars aux quatre collèges depuis la création de ce partenariat en 2007.

Hydro One a également attribué les deux premières bourses d'études Premières nations, Métis et Inuits à des étudiants de la Première nation de Wikwemikong et de la Première nation algonquine. Ces bourses sont accordées annuellement à deux étudiants des Premières nations, Métis et Inuits inscrits dans une université ou un collège reconnus en Ontario, dans une discipline liée à l'électricité. Hydro One offre également aux récipiendaires un stage de travail au sein de la société.

ENGAGEMENT DANS LA COLLECTIVITÉ

L'exploitation, le maintien et la gestion d'un important réseau d'électricité en expansion comme celui de Hydro One nécessitent l'embauche et la fidélisation des meilleurs effectifs, soit des personnes qui sont non seulement diligentes et passionnées par nos activités, mais fournissent un apport aux collectivités que nous desservons. Voici quelques exemples de notre apport aux collectivités l'an dernier :

- Hydro One a fourni un soutien financier à sept organismes voués à la protection de la nature dans quatre régions de bassins hydrographiques avoisinant le projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton. Après consultation des collectivités riveraines, la société a mis en œuvre 22 projets liés à la biodiversité en vue de restaurer la diversité des espèces et de renforcer la résilience de l'écosystème sur une superficie couvrant 310 hectares.
- L'équipe chargée de l'efficacité énergétique de la société a participé à 49 événements communautaires, notamment les jeux de Glengarry Highland, le festival d'été de Turkey Point et le festival des feux d'artifice de Mount Forest, afin de sensibiliser les abonnés aux programmes incitatifs de réduction de la facture d'électricité et de prodiguer à ces derniers des conseils en matière d'économies d'énergie à la maison.
- Des équipes d'apprentis de Hydro One ont continué d'honorer la tradition en participant au Championnat international de labour de Roseville, événement qui attire plus de 10 000 visiteurs chaque année. Dans le cadre de la commandite de l'événement, des équipes de Hydro One ont installé 325 poteaux et 19 kilomètres de fil afin d'alimenter le site en électricité.
- Hydro One a fourni du financement à l'Université Western Ontario afin de soutenir la chaire de génie des systèmes de puissance de la faculté de génie, la recherche sur les systèmes de puissance menée par la faculté de génie ainsi que l'attribution de prix et de bourses aux étudiants. La société s'est également associée à l'Université de Waterloo pour soutenir les travaux de la Waterloo Institute for Sustainable Energy, l'attribution de bourses aux étudiants de la faculté de génie électrique et des programmes de perfectionnement destinés aux ingénieurs.
- Le taux d'inscription aux programmes de techniques et de technologies du génie électrique et le taux d'obtention de diplôme dans ces programmes ont doublé depuis que Hydro One a conclu un partenariat avec quatre collèges ontariens en vue de soutenir les programmes voués à la formation de techniciens et de technologues du génie électrique.

Ser·vi·ce à la clien·tè·le : Prestation qui consiste à se mettre dans la peau du client, à tenir ses promesses, à recueillir des suggestions, à poser des questions, à chercher des solutions, à demeurer preste, à saisir les occasions de faire bouger les choses, à susciter la réflexion, à rajuster le tir au besoin et à être toujours prêt à produire des résultats.

HAUTE DIRECTION DE HYDRO ONE

Carmine Marcello
Président et chef de la direction, Hydro One Inc.

Joe Agostino
Chef du contentieux

Laura Cooke
Vice-présidente, Relations avec les entreprises

John Fraser
Premier vice-président, Audit interne

Peter Gregg
Chef de l'exploitation

Judy McKellar
Vice-présidente, Ressources humaines et culture

Rick Stevens
Vice-président, Service à la clientèle

Sandy Struthers
Chef de l'administration et chef des finances

RAPPORT DE GESTION

Le 1er janvier 2012, Hydro One Inc. (« Hydro One ») a adopté les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis en tant que référentiel approuvé pour la comptabilité et la présentation de l'information financière. Les chiffres correspondants de 2011 sont conformes aux PCGR des États-Unis, à moins d'indication contraire. Tous les montants sont en dollars canadiens.

Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011.

SOMMAIRE

Nous sommes détenus en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »), et nos entreprises de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »). Notre mission et notre vision ont été peaufinées pour traduire le rôle pivot que nous jouons dans l'économie de la province ainsi que celui de fournisseur d'infrastructures essentielles à l'ensemble de notre clientèle. Nous visons à être une société innovatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos abonnés. Nous menons nos activités en tant qu'entreprise commerciale dotée d'un conseil d'administration indépendant. Notre plan stratégique s'inspire de nos valeurs, à savoir la santé et la sécurité, l'excellence, la gestion responsable et l'innovation. La sécurité revêt, pour nous, la plus haute importance, car notre milieu de travail peut poser des risques. Nous prenons très au sérieux les responsabilités qui nous incombent en qualité de gestionnaire responsable d'actifs essentiels pour la province. Nous faisons preuve de saine gestion responsable en gérant nos actifs comme une entreprise commerciale et de manière transparente en valorisant notre clientèle. Notre recherche de l'excellence passe par la formation de notre personnel et par les moyens dont nous nous dotons pour rendre des services de grande qualité. Nous privilégions l'innovation, puisque celle-ci nous permet d'accroître notre productivité, et mettons au point de meilleures méthodes, pour répondre aux besoins de nos abonnés. En 2012, nous nous sommes encore concentrés sur notre activité principale et notre engagement envers nos abonnés et nous avons grandement contribué à la modernisation du réseau d'infrastructures de base de l'Ontario tout en continuant à satisfaire aux exigences de la Loi sur l'énergie verte (la « LEV »).

Nous gérons notre société en observant la structure de gouvernance suivante :

Activité principale et stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mission, notre vision et nos valeurs. Nos buts stratégiques, dont il est fait mention à la rubrique « Notre stratégie », reprennent les valeurs fondamentales de notre société. Notre stratégie touche tous les aspects de notre activité principale, à savoir la santé et la sécurité, nos abonnés, l'innovation, la fiabilité et l'efficacité de nos réseaux, l'environnement, notre personnel, la valeur pour l'actionnaire et la productivité.

Principaux facteurs de rendement

Nous avons établi des facteurs de rendement concernant l'atteinte de certains de nos buts stratégiques. Nous établissons des cibles de rendement propres à chaque facteur afin de mesurer l'atteinte de nos buts stratégiques au fil du temps. Par exemple, nous faisons le suivi de la durée des interruptions de service imprévues par point de livraison en tant qu'indication de notre engagement d'assurer un réseau de transport fiable à nos abonnés. Nous mesurons le coût unitaire de transport et le coût unitaire de distribution en tant qu'indication de notre engagement d'accroître la productivité. Ces facteurs, tout comme d'autres principaux facteurs de rendement, sont inclus dans l'analyse de nos mesures de rendement à la rubrique « Mesures et cibles de rendement ».

Capacité à fournir des résultats

Nous continuons d'utiliser la méthode du tableau de bord prospectif pour gérer notre rendement et obtenir des résultats, tous les ans sans exception. En 2012, nous avons établi neuf cibles souples et avons atteint ou dépassé cinq d'entre elles. En 2011, nous avions atteint ou dépassé 13 de nos 17 cibles souples. Nous avons dépassé notre cible visant à réduire au minimum la durée des interruptions de service imprévues de notre société de transport. Notre rendement sur le plan de la productivité a été conforme à la cible en ce qui concerne les entreprises de transport et de distribution de notre filiale Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »). Notre capacité à fournir des résultats dans chacun de nos secteurs d'activité stratégiques est limitée par les risques inhérents à notre cadre réglementaire, à notre société, à notre personnel et à la conjoncture économique. Ces risques, ainsi que nos stratégies visant à les atténuer, sont traités à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque ».

Résultats et perspectives

En 2012, nos grands paramètres financiers sont demeurés solides, le bénéfice net de l'exercice s'établissant à 745 millions de dollars. Nos besoins en matière de produits tirés de notre société de transport approuvés par la CEO pour 2012 se sont élevés à 1 418 millions de dollars. Nos tarifs de distribution en 2011 pour Hydro One Networks sont restés les mêmes tout au long de 2012 et ses besoins en matière de produits approuvés pour 2011 étaient de 1 218 millions de dollars. Les tarifs approuvés appuient les programmes de travaux requis pour soutenir notre infrastructure essentielle et investir dans un réseau d'électricité durable appuyant une production d'énergie renouvelable et plus propre. Nous avons obtenu du financement par emprunt à hauteur de 1 085 millions de dollars en 2012, dont le produit a servi à financer le remboursement de titres de créance de 600 millions de dollars arrivés à échéance pendant l'exercice ainsi qu'une tranche de nos dépenses en immobilisations et autres besoins d'entreprise. Une analyse complète de nos résultats d'exploitation et de nos activités de financement est présentée aux rubriques « Résultats d'exploitation » et « Situation de trésorerie et sources de financement ».

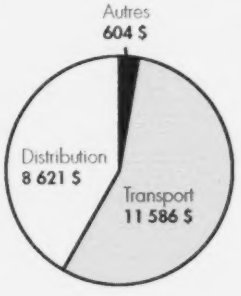
En 2012, nous avons investi plus de 1,4 milliard de dollars au titre des dépenses en immobilisations pour améliorer la fiabilité et le rendement de notre réseau, pallier la vétusté de notre réseau d'électricité, favoriser une nouvelle production et améliorer notre service à la clientèle. Les dépenses en immobilisations pour les quelques prochains exercices incluent les dépenses nécessaires à la construction de l'infrastructure essentielle, conformément au plan énergétique à long terme (le « PELT »), en fonction des recommandations formulées par l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO »), et les dépenses requises pour traiter l'infrastructure vieillissante. Nos dépenses en immobilisations futures sont présentées plus en détail à la rubrique « Dépenses en immobilisations futures ».

VUE D'ENSEMBLE

Transport

Notre filiale Hydro One Networks possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité de l'Ontario. Notre réseau de transport constitue un réseau intégré qui est surveillé, contrôlé et géré à partir de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario. Notre réseau fonctionne sur des distances relativement longues et relie les installations de production importantes à des postes de transport et à des centres de distribution régionaux plus vastes. En 2012, nos produits tirés du transport ont totalisé 1 482 millions de dollars, surtout grâce aux quelque 141 TWh d'électricité que nous avons acheminés directement ou indirectement à la quasi-totalité des consommateurs d'électricité en Ontario. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint cinq territoires contigus au moyen de 26 interconnexions, qui nous permettent d'importer environ 4 800 MW et d'exporter quelque 6 000 MW d'électricité. Au chapitre des actifs, notre société de transport représente notre secteur d'activité le plus important puisqu'elle regroupait à peu près 56 % du total de nos actifs au 31 décembre 2012.

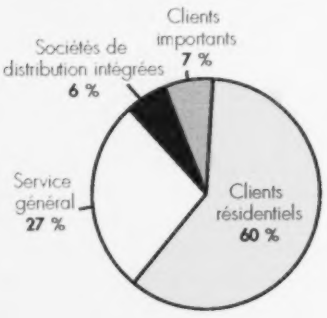
Total de l'actif
31 décembre 2012
(en millions de dollars CA)



Distribution

Notre réseau de distribution consolidé est le plus vaste en Ontario et couvre près de 75 % de la province. Il dessert quelque 1,4 million d'abonnés en milieu rural ou urbain et 440 abonnés importants. Notre filiale Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities ») exploite de petits réseaux de production et de distribution réglementés dans un certain nombre de collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau d'électricité de l'Ontario. En 2012, nous avons tiré de la distribution des produits totalisant 4 184 millions de dollars. Comme l'illustre le graphique ci-contre, plus de la moitié de nos produits tirés de la distribution sont générés par nos abonnés résidentiels. Au 31 décembre 2012, notre société de distribution regroupait environ 41 % du total de nos actifs.

Produits tirés de la distribution en 2012



Autres

En 2012, notre secteur d'activité Autres a dégagé des produits de 62 millions de dollars et comptait des actifs de 604 millions de dollars au 31 décembre 2012, ce qui représente 3 % du total de nos actifs. Ce secteur se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc. (« Hydro One Telecom »), qui commercialise une capacité de transport par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de abonnés commerciaux qui ont besoin de réseaux à large bande, y compris un réseau optique spécialisé fournissant une connectivité sûre de grande capacité à de nombreux centres de soins de santé en Ontario.

Notre stratégie

Notre stratégie d'entreprise est dictée par notre mission, notre vision et nos valeurs. Notre mission et notre vision consistent à être une société innovatrice et de confiance qui fournit une source d'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos abonnés. Nos valeurs reflètent nos convictions profondes, à savoir les suivantes :

Santé et sécurité. Rien n'est plus important que la santé et la sécurité de nos employés, des tiers qui travaillent sur nos propriétés ainsi que du grand public.

Excellence. Nous atteignons l'excellence grâce à nos programmes de formation continue, afin d'être prêts et outillés pour fournir des services de haute qualité et rentables avec intégrité.

Gestion responsable. Nous investissons dans nos actifs et notre personnel de manière à bâtir un réseau d'électricité sécuritaire et durable sur le plan environnemental et d'un point de vue commercial.

Innovation. Nous innovons grâce à de nouveaux processus, à notre personnel et à la technologie qui nous permettront de trouver de nouvelles solutions pour répondre aux besoins de notre clientèle.

Nous avons huit objectifs stratégiques qui sont inextricablement liés. Ils favorisent l'accomplissement de notre mission et la concrétisation de notre vision.

Création d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure et sécurité du public assurée. La santé et la sécurité doivent faire partie intégrante de l'ensemble de nos activités. Nous devons continuer à créer un engouement pour la prévention des blessures. Nous allons renforcer notre culture en matière de sécurité déjà bien établie grâce à notre programme Objectif zéro (Journey to Zero) et atteindre des résultats de classe mondiale. Nous allons mettre en place un système de gestion de la santé et de la sécurité certifié ISO 18001, norme reconnue à l'échelle internationale, afin de déceler les risques pour la santé et la sécurité ainsi que les priorités et les mesures d'atténuation afin d'appuyer davantage notre culture axée sur la sécurité. Nous continuerons à soutenir que la santé et la sécurité de nos employés est ce qui prime.

Réponse aux besoins de nos abonnés. Nous respectons nos engagements, faisons de nos abonnés la pierre angulaire de notre planification, communiquons de manière efficace, coordonnons l'ensemble des unités d'affaires et optimisons les occasions d'améliorer notre image de marque. Nous allons élaborer et mettre en place des stratégies, des produits et des modes de prestation de services à l'intention des segments de clientèle ciblés en fonction de leurs besoins et comportements particuliers.

Innovation continue. L'innovation constitue l'une de nos valeurs fondamentales et est essentielle pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision. Au cours des deux prochaines décennies, nous proposerons des solutions innovatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficience de nos réseaux de transport et de distribution et nous rehausserons la capacité de nos abonnés à mieux gérer leurs coûts d'énergie. Le réseau de distribution de pointe (le « RDP ») est un élément clé de nos investissements axés sur l'innovation et permettra d'améliorer l'exploitation de nos actifs de distribution et d'offrir une valeur accrue à nos abonnés.

Mise en place et entretien de réseaux de transport et de distribution fiables et rentables. Notre stratégie en matière de transport consiste à soutenir, à l'échelle de la province, un réseau solide et fiable qui peut combler les nouveaux besoins de production de la province, à gérer nos actifs vieillissants et à répondre à la demande d'électricité grâce à une expansion prudente et à un entretien efficace. Notre stratégie en matière de distribution vise à intégrer la technologie du RDP pour offrir davantage de visibilité, rehausser le contrôle et améliorer le service à la clientèle, soutenir le raccordement de sources d'énergie renouvelable, réaliser des gains d'efficience en tirant avantage de la technologie et du rendement historique de notre réseau de transport, fournir des services fiables et rentables dans diverses régions et conclure des accords commerciaux qui devraient découler de la rationalisation du secteur de la distribution en Ontario.

Protection et préservation de l'environnement pour les générations futures. Conformément à notre valeur portant sur la gestion responsable, nous jouons un rôle de premier plan dans la réduction de l'empreinte carbonique de l'Ontario en offrant une énergie propre et renouvelable et en instaurant des mesures qui permettent à nos abonnés de gérer et de réduire leur consommation d'énergie. Nous allons discuter davantage avec nos abonnés sur la façon dont nous gérons nos obligations et de nos activités qui les concernent en matière de durabilité de l'environnement.

Promotion de l'engagement de nos employés. Nous sommes convaincus que notre principale force réside dans l'expertise de notre personnel. Pour conserver cet avantage, nous devons régler les questions concernant la structure organisationnelle, la structure démographique de la main-d'œuvre, la diversité, le développement de compétences cruciales ainsi que le maintien des compétences et des connaissances. Notre stratégie en matière de main-d'œuvre devrait nous permettre de réaliser des gains importants sur le plan d la souplesse de la main-d'œuvre, de l'amélioration de la productivité et de la réduction des coûts.

Maintien d'une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire. Nous nous sommes engagés à maintenir nos tarifs le plus bas possible pour nos abonnés et à offrir un revenu, notamment sous forme de dividendes, à notre actionnaire. Pour ce faire, nous continuerons à nous concentrer sur la réduction des coûts, sur la gestion efficace de nos actifs et sur l'accroissement de notre productivité. Nous allons étudier et saisir les occasions d'accroître notre potentiel à générer des produits en tirant avantage des actifs, des technologies, des capacités et de la présence de notre société sur le plan géographique.

Accroissement de notre productivité et de notre rentabilité. Pour accomplir notre mission et concrétiser notre vision, nous devons chercher constamment à rehausser notre productivité en misant sur une gestion efficace des coûts. La productivité est l'un des éléments clés à l'atteinte de nos autres objectifs stratégiques et, en particulier, à la création de valeur pour nos abonnés et pour notre actionnaire.

Nous sommes conscients du rôle pivot que jouera l'innovation dans la construction d'un réseau d'électricité intelligent qui favorisera un environnement sain en Ontario. Nous entendons devenir le chef de file de notre secteur en mettant l'innovation au service de l'économie de la province et de ses résidents.

Mesures et cibles de rendement

Pour mesurer notre rendement et établir nos cibles de rendement, nous utilisons la méthode du tableau de bord prospectif. Les principaux facteurs de rendement sont surveillés de près tout au long de l'exercice afin de garder nos objectifs stratégiques dans la mire et de prendre des mesures d'atténuation au besoin. En 2012, nous avons atteint ou dépassé cinq de nos neuf cibles souples. Dans l'ensemble, nous progressons vers la réalisation d'un grand nombre de nos buts stratégiques.

Accroissement de notre productivité et de notre rentabilité

L'un de nos objectifs stratégiques consiste à accroître la productivité par des améliorations de l'efficience et la gestion efficace des coûts. Les mesures à l'égard de cet objectif en 2012 ont été le coût unitaire de transport et le coût unitaire de distribution.

Pour 2012, nous avons mesuré le coût unitaire de transport comme étant les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par dollar d'immobilisations corporelles en service (exprimées en pourcentage). Quant au coût unitaire de distribution, la mesure s'entend des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par kilomètre de ligne (milliers de dollars par kilomètre) en raison de la longueur des lignes requises pour raccorder nos abonnés en milieu rural. Notre objectif lié à notre programme permanent de travaux et d'investissement consiste à soutenir, voire améliorer, nos actifs et à surveiller notre productivité d'un exercice à l'autre. Notre cible de coût unitaire de transport a été établie à 10,1 %, et nous l'avons atteinte. Quant à notre cible en matière de coût unitaire de distribution, celle-ci a été établie à 11 000 $ par kilomètre de ligne, et nous l'avons atteinte également.

Mise en place et entretien de réseaux de transport et de distribution fiables et rentables

Nous continuons de consolider et de conserver la confiance et l'appui du public envers nos activités en notre qualité de gestionnaire responsable du réseau d'électricité de l'Ontario. En 2012, nous avons continué d'axer nos efforts sur cette priorité stratégique en investissant dans les principaux actifs du réseau de distribution d'électricité et en exploitant le réseau existant d'une manière sûre, fiable et efficiente pour les abonnés. Nous sommes conscients du fait que les entreprises de toute taille ont besoin d'un service fiable afin de pouvoir livrer leurs produits et leurs services et que les abonnés s'attendent à ce que les interruptions soient d'une durée raisonnablement limitée. La fiabilité du transport et de la distribution est évaluée en fonction de la durée des interruptions de service.

En ce qui concerne la durée des interruptions de service imprévues de notre société de transport, la cible en 2012 était de 10 minutes par point de livraison. Nous avons dépassé amplement cette cible.

Quant à l'entreprise de distribution de Hydro One Networks, la cible en 2012 relativement à la durée des interruptions de service avait été établie à 6,7 heures par abonné. Nous n'avons pas atteint cette cible.

Satisfaction nos abonnés

La satisfaction de la clientèle permet de mesurer le degré de satisfaction de nos abonnés des secteurs du transport et de la distribution à l'égard du service offert par notre société. La satisfaction de la clientèle se mesure en fonction des résultats obtenus de divers sondages qui sont effectués auprès des abonnés par des tiers indépendants. En 2012, pour les abonnés du secteur du transport, nous avons ciblé un taux de satisfaction de 90 %, cible que nous n'avons pas atteinte. Pour nos abonnés du secteur de la distribution, nous avons cherché à atteindre un taux de satisfaction de 86 %, cible que nous avons atteinte.

Promotion de l'engagement de nos employés

Nous continuons à concentrer nos efforts pour accroître l'engagement des employés à l'échelle de la société. Le personnel engagé adhère aux valeurs de sécurité, de gestion responsable, d'excellence et d'innovation de la société. Nous avons commencé à mesurer et à améliorer cet engagement en 2008 au moyen d'un sondage sur l'engagement des employés effectué par un tiers expert indépendant. Notre objectif est d'améliorer le pointage moyen total d'un exercice à l'autre. La cible visant l'amélioration du pointage moyen total pour l'établir à 4,06 (sur 5) en 2012 n'a pas été atteinte.

Maintien d'une culture d'entreprise qui accroît la valeur du placement de notre actionnaire

L'atteinte d'un solide rendement financier est établie à l'aide d'une mesure de rendement, soit la cible de bénéfice net après impôt. Notre cible était un bénéfice net après impôt de 643 millions de dollars, et nous l'avons dépassée.

Création d'un milieu de travail où ne survient aucune blessure et sécurité du public assurée

La sécurité de nos employés revêt la plus grande importance. En 2012, nous avons établi que les soins médicaux, c'est-à-dire les blessures nécessitant un traitement administré par un médecin (autre que les premiers soins), constituaient la mesure de rendement pour cet objectif stratégique. Cette mesure tient compte des incidents signalés à la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail et est calculée comme étant le nombre de soins médicaux administrés par tranche de 200 000 heures travaillées. Pour 2012, Hydro One a fixé une cible d'au plus 2,2 soins médicaux par 200 000 heures travaillées. Afin d'atteindre cette cible, nous avons entrepris un certain nombre d'activités, comme la prévention constante en vue d'améliorer la santé et a sécurité grâce à des séances en personne, la poursuite de notre programme Objectif zéro, une meilleure surveillance des compétences obligatoires et la formation sur la sécurité, un meilleur programme de formation et d'évaluation des conducteurs et un encadrement sur le terrain afin d'accroître les attentes des superviseurs et du personnel. Le nombre de soins médicaux s'est amélioré de 35 % en 2012 par rapport à celui de 2011, et il est légèrement supérieur à notre cible pour 2012.

RÉGLEMENTATION

Nos activités de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO. Celle-ci établit les tarifs à la suite d'audiences publiques écrites ou verbales. Nos produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, lesquels sont fondés sur les tarifs de transport provinciaux uniformes (les « TTU ») approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Nos produits tirés de la distribution découlent surtout de nos tarifs de distribution, qui sont eux aussi fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, et du recouvrement du coût lié à l'achat d'électricité que consomme notre clientèle. Par conséquent, notre société de distribution est à l'abri du risque lié aux prix des marchandises. Les tarifs de transport et de distribution sont fondés sur les besoins en matière de produits approuvés qui prévoient le recouvrement des coûts et un rendement des capitaux propres ordinaires présumés. De plus, la CEO approuve des avenants tarifaires afin de permettre le recouvrement ou le règlement de comptes réglementaires précis au cours d'une période donnée.

Tarifs d'électricité

Selon la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et les consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille tarifaire réglementée (la « GTR »), et les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient une combinaison de prix réglementés, de prix contractuels et de prix sur le marché de gros au comptant. La CEO fixe les prix pour les abonnés admissibles à la GTR en fonction tant d'une structure tarifaire à deux niveaux, avec des seuils fondés sur la consommation saisonnière, que d'une structure tarifaire à trois niveaux, avec des seuils fondés sur la période d'utilisation. La plupart des abonnés admissibles à la GTR sont maintenant facturés selon la période d'utilisation. Les déficits ou paiements excédentaires imprévus associés à la GTR sont temporairement financés par l'OEO. Les prix sont revus par la CEO tous les six mois et peuvent changer selon les prévisions mises à jour de la CEO et tout écart cumulé entre le montant que les abonnés ont payé pour l'électricité et le montant payé aux producteurs durant la période précédente.

Nous avons commencé à faire passer nos abonnés aux tarifs fondés sur la période d'utilisation en 2010, ce qui avait été fait pour la plupart de nos abonnés à la clôture de 2011. Nous avons obtenu une exemption de la CEO, valable jusqu'au 31 décembre 2014, afin de ne pas appliquer la tarification obligatoire selon la période d'utilisation pour environ 120 000 abonnés qui n'ont pas accès, à l'heure actuelle, à l'infrastructure des compteurs intelligents.

Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR et les abonnés du marché de gros paient le prix du marché de l'électricité ajusté pour tenir compte de l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE ») en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. La SIERE est responsable de la supervision et de l'exploitation du marché de gros ainsi que de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

Tarifs de transport

La SIERE facilite le règlement des paiements qui nous sont destinés grâce aux tarifs de transport uniformes de l'Ontario approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province.

Le 19 mai 2010, nous avons déposé une demande de tarifs de transport pour 2011 et 2012 pour soutenir de manière continue notre infrastructure essentielle vieillissante ainsi que les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement de la production, notamment l'élimination de la production à partir du charbon et la réalisation de projets d'investissement dans le cadre de la LEV. Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 446 millions de dollars pour 2011 et 1 547 millions de dollars pour 2012, soit une augmentation estimative des tarifs, respectivement, de 15,7 % et 9,8 % ou de la facture mensuelle moyenne de l'abonné, respectivement, de 1,2 % et 0,7 %.

Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu sa décision prenant effet le 1er janvier 2011 selon laquelle les besoins en matière de produits ont été fixés à 1 346 millions de dollars pour 2011 et 1 658 millions de dollars pour 2012, ce qui reflète un changement des tarifs de transport d'environ 7 % en 2011 et 26 % en 2012, ou respectivement 0,5 % et 2 % sur la facture moyenne de l'abonné. Nos besoins en matière de produits pour 2012 ont été affectés par le fait que la CEO nous a demandé d'adopter une méthode de comptabilisation des coûts à l'actif conforme aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Ce changement comptable particulier a entraîné une hausse des besoins en matière de produits d'environ 200 millions de dollars pour 2012.

Conformément à une approbation par la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») en vue de l'adoption des principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis pour la présentation de l'information financière et le dépôt des documents réglementaires, nous avons déposé le 15 juillet 2011 une demande portant sur la modification de la décision relative aux tarifs de la CEO

pour 2012. Notre demande concernait l'approbation d'adopter les PCGR des États-Unis aux fins de la comptabilité et de la tarification réglementaires au lieu des IFRS modifiées et approuvées par la CEO. Le 23 novembre 2011, la CEO a approuvé l'utilisation des PCGR des États-Unis par notre société de transport, ce qui a entraîné la contrepassation de l'ajustement de 200 millions de dollars fait par la CEO dans sa décision relative aux tarifs de décembre 2010.

Le 1er décembre 2011, nous avons soumis à la CEO une ébauche des besoins en matière de produits tirés du transport pour 2012 reflétant l'adoption approuvée des PCGR des États-Unis aux fins de tarification ainsi que la mise à jour demandée par la CEO concernant les paramètres relatifs au coût du capital pour 2012. Le 20 décembre 2011, la CEO a approuvé les besoins en matière de produits pour 2012 de 1 418 millions de dollars ainsi que les nouveaux TTU pour 2012 à compter du 1er janvier 2012. La nouvelle tarification a entraîné une hausse approximative de 8 % des tarifs de transport, ou 0,6 % sur la facture moyenne de l'abonné. L'adoption des PCGR des États-Unis au lieu des IFRS modifiées aux fins de tarification a réduit les tarifs approuvés d'environ 15 %.

Pour obtenir le financement nécessaire à l'appui d'une infrastructure essentielle vieillissante et des investissements connexes, nous avons soumis le 28 mai 2012 à la CEO une demande de tarifs liés au coût du service, concernant nos tarifs de transport pour 2013 et 2014. La demande visait à faire approuver par la CEO des hausses des besoins en matière de produits d'environ 0,6 % et 9,1 %, respectivement, pour 2013 et 2014, ou des augmentations estimatives de 0 % en 2013 et 0,7 % en 2014 sur la facture moyenne de l'abonné. Une conférence de règlement a eu lieu en octobre 2012 au cours de laquelle Hydro One Networks et les intervenants ont conclu un accord pour régler toutes les questions, à l'exception du service de transport d'exportation. Cette question devrait être réglée au début de 2013, mais ne devrait pas influer sur les résultats d'exploitation de notre société. L'accord de règlement a été examiné et approuvé par la CEO le 8 novembre 2012. Le 30 novembre 2012, nous avons soumis un projet d'ordonnance tarifaire prévoyant des besoins en matière de produits d'environ 1 438 millions de dollars et 1 528 millions de dollars, respectivement, pour 2013 et 2014. Pour la partie de la facture se rapportant aux tarifs de transport, il n'y a aucun changement par rapport aux tarifs approuvés par la CEO en 2012 pour 2013, mais cela inclut une augmentation de 5,8 % pour 2014. Sur la facture moyenne de l'abonné, cela représente une augmentation de néant pour 2013 et 0,5 % pour 2014. Le 20 décembre 2012, la CEO a rendu une ordonnance tarifaire finale pour approuver les besoins en matière de produits tirés du transport en 2013 pour Hydro One Networks aux fins d'établissement des TTU en Ontario pour 2013.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation présentée à nos abonnés en ce qui a trait à nos tarifs de distribution approuvés, aux coûts liés aux achats d'électricité et à d'autres charges réglementaires approuvées. La quasi-totalité de nos coûts liés aux achats d'électricité et des autres charges réglementaires approuvées sont réglés par l'intermédiaire de la SIERE qui facilite les paiements à des tiers, comme les producteurs, la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») et la SIERE elle-même.

En 2006, la CEO a élaboré un plan pluriannuel de tarification pour la distribution d'électricité aux termes duquel les tarifs d'un distributeur allaient être fixés au moyen d'une demande de révision du coût du service, laquelle est suivie de la mise en œuvre d'un mécanisme de tarification par incitatifs (un « MTI ») pour suivre l'approche fondée sur des formules aux fins de tarification pour les trois prochains exercices. En 2012, la CEO a annoncé un nouveau cadre réglementaire prévoyant trois méthodes de tarification pour les distributeurs (se reporter à la rubrique « Cadre réglementaire renouvelé »).

Hydro One Networks

Le 13 juillet 2009, notre filiale Hydro One Networks a déposé une demande de tarifs liés au coût du service auprès de la CEO concernant les tarifs de distribution pour 2010 et 2011.

Le 9 avril 2010, la CEO a fait connaître sa décision d'approuver des besoins en matière de produits de 1 146 millions de dollars pour 2010 et 1 236 millions de dollars pour 2011 en appui aux programmes de travaux nécessaires, à la mise en œuvre de la LEV et à l'installation de compteurs intelligents.

Le 15 novembre 2010, la CEO a publié une mise à jour de ses paramètres relatifs au coût du capital pour les tarifs devant entrer en vigueur le 1er janvier 2011. Une réduction du rendement des capitaux propres a entraîné une modification des besoins en matière de produits qui se sont établis à 1 218 millions de dollars. Les besoins en matière de produits approuvés pour 2011 ont donné lieu à une augmentation moyenne du tarif de distribution d'environ 8,7 % pour 2011, ou 3,4 % sur la facture moyenne de l'abonné (selon une consommation mensuelle de 800 kWh).

Le 23 mars 2012, la CEO a approuvé notre demande selon laquelle l'entreprise de distribution de Hydro One Networks allait adopter les PCGR des États-Unis aux fins de tarification ainsi que de comptabilité et présentation de l'information réglementaires. Hydro One Networks n'a pas demandé d'ajustement concernant les tarifs de distribution liés au coût du service pour 2012, et les tarifs sont restés les mêmes qu'en 2011.

Le 15 juin 2012, Hydro One Networks a déposé des éléments probants soutenant sa demande de tarifs de distribution pour 2013 selon le processus de MTI de 3e génération de la CEO. Hydro One Networks et les intervenants ont, par la suite, conclu un accord et présenté un accord de règlement à la CEO. Le 14 décembre 2012, la CEO a rendu sa décision en acceptant l'accord tel qu'il avait été déposé. Le 20 décembre 2012, la CEO a émis une ordonnance tarifaire finale. Le tarif de distribution, pour un abonné résidentiel moyen, augmentera d'environ 1,3 % en 2013, ou 0,4 % sur la facture totale. De plus, l'ajustement des tarifs du service de transport au détail accepté dans le règlement entraînera une hausse de la facture totale en 2013 d'environ 1,5 %.

Hydro One Brampton Networks

Le 30 juin 2010, notre filiale Hydro One Brampton Networks a déposé sa demande de tarifs liés au coût du service pour 2011, laquelle a été ajustée par la suite en septembre afin de refléter le report optionnel de l'adoption des IFRS modifiées jusqu'au 1er janvier 2012, conformément à une décision du Conseil des normes comptables du Canada (le « CNC »). Le CNC a ensuite prolongé le report optionnel jusqu'au 1er janvier 2014 et Hydro One Brampton Networks a décidé d'exercer cette option.

Après un autre ajustement de la demande en novembre 2010, les besoins en matière de produits étaient d'environ 63 millions de dollars. Le 4 avril 2011, la CEO a rendu une décision pour approuver des besoins en matière de produits de 59,5 millions de dollars pour 2011. Les tarifs révisés ont été approuvés avec une entrée en vigueur le 1er janvier 2011 et une mise en application le 1er mai 2011. Les tarifs incluent des montants de 1,52 $ par mois par abonné utilisant un compteur intelligent et de 0,02 $ par mois par abonné utilisant un compteur au titre de l'avenant sur le financement en vertu de la LEV. Les nouveaux tarifs donnent lieu à une augmentation d'environ 0,5 % sur la facture moyenne de l'abonné (selon une consommation mensuelle de 800 kWh).

Le 15 septembre 2011, Hydro One Brampton Networks a déposé une demande de tarifs pour 2012 selon le MTI de 3e génération de la CEO. Le 22 décembre 2011, la CEO a rendu sa décision et, le 31 décembre 2011, la CEO a annoncé l'application provisoire des tarifs existants de Hydro One Brampton Networks en date du 1er janvier 2011. Le 5 janvier 2012, la CEO a rendu une décision entraînant une réduction des tarifs d'environ 13,2 %, soit une diminution de 1,7 % sur la facture moyenne de l'abonné pour l'année. Ces réductions tarifaires découlent essentiellement des ajustements approuvés par la CEO en matière de taux d'amortissement.

Le 3 août 2012, Hydro One Brampton Networks a déposé une demande de tarifs pour 2013 selon le MTI de 3e génération de la CEO concernant de nouveaux tarifs de distribution à compter du 1er janvier 2013. Hydro One Brampton Networks a ensuite modifié sa demande de tarifs et, le 6 décembre 2012, la CEO a approuvé la demande ainsi modifiée. L'incidence tarifaire sur la composante de la distribution pour un abonné résidentiel ordinaire est une augmentation d'environ 0,3 %, ou moins de 0,1 % sur la facture de l'abonné.

Hydro One Remote Communities

Le 15 octobre 2010, Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs de distribution pour 2011 selon le MTI de 3e génération de la CEO. La demande visait l'approbation d'une hausse d'environ 0,4 % des taux de base pour la distribution et la production d'électricité à compter du 1er mai 2011. Le 28 mars 2011, la CEO a approuvé la demande. L'incidence globale des nouveaux tarifs sur la facture moyenne d'un abonné résidentiel (selon une consommation mensuelle de 800 kWh) était négligeable.

Le 25 novembre 2011, Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs de distribution pour 2012 selon le MTI de 3e génération de la CEO. Le 22 mars 2012, la CEO a rendu sa décision approuvant une hausse des tarifs de 1,08 % à compter du 1er mai 2012, ce qui correspond à une augmentation d'environ 1 $ sur la facture mensuelle d'un abonné résidentiel moyen.

Conformément à la décision de la CEO d'approuver l'utilisation des PCGR des États-Unis aux fins de tarification pour les entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks, nous avons fait une demande similaire en vue de l'utilisation des PCGR des États-Unis pour Hydro One Remote Communities. Le 3 avril 2012, la CEO a approuvé la demande d'utilisation des PCGR des États-Unis aux fins de tarification pour Hydro One Remote Communities à compter du 1er janvier 2012.

Le 17 septembre 2012, Hydro One Remote Communities a déposé une demande de tarifs liés au coût du service pour 2013 selon une entrée en vigueur le 1er mai 2013. Si la demande est approuvée telle qu'elle a été déposée, le tarif d'électricité d'un abonné moyen augmentera de 3,5 % en 2013. Dans sa demande de tarifs, Hydro One Remote Communities a aussi demandé l'approbation d'établir un fonds de protection des tarifs en milieu rural ou éloigné de 35 millions de dollars en 2013. L'audience et la décision de la CEO devraient avoir lieu au premier trimestre de 2013.

Faits récents dans le secteur

Plan énergétique à long terme

Le 23 novembre 2010, le ministère de l'Énergie a annoncé le PELT de l'Ontario, lequel établit les besoins prévus en électricité de la province jusqu'en 2030 et soutient l'approvisionnement continu en nouvelle énergie plus propre. Le PELT porte sur sept aspects clés : demande, approvisionnement, conservation, transport, communautés autochtones, dépenses en immobilisations et tarifs d'électricité. Le 17 février 2011, la province a émis une directive sur l'approvisionnement diversifié pour ordonner à l'OEO de préparer un plan pour le réseau d'électricité intégré (un « PREI ») sur 20 ans afin d'atteindre les buts formulés dans le PELT. Le 9 mai 2011, l'OEO a annoncé le début des consultations pour mettre à jour le PREI de l'Ontario et a publié le document de survol des consultations et de la planification liées au PREI *(IPSP Planning and Consultation Overview)*. Le 17 juin 2011, nous avons présenté nos commentaires sur le PREI, tel qu'il avait été demandé aux parties prenantes par l'OEO. Les commentaires des parties prenantes feront partie des éléments probants lorsque l'OEO soumettra le PREI révisé à la CEO pour son examen.

Le 28 février 2011, la CEO a rendu une décision modifiant le permis de transport de Hydro One Networks conformément à une directive du ministre de l'Énergie à la CEO. La modification du permis oblige Hydro One Networks à développer et à faire approuver ou mettre en œuvre des projets de transport ou des mises à niveau spécifiques pour raccorder de manière sûre et fiable des sources d'énergie renouvelable additionnelles conformément aux recommandations de l'OEO. Dans une lettre datée du 7 avril 2011, l'OEO a défini l'étendue et le calendrier en vue d'accroître la capacité de court-circuit ou de transformation pour 10 des 15 postes de transformation mentionnés dans le permis aux fins de production d'énergie renouvelable à petite échelle. Au total, six de ces mises à niveau sont terminées et nous prévoyons actuellement qu'un autre poste mis à niveau sera mis en service en 2013. Des solutions de rechange ont été élaborées pour les trois autres postes à mettre à niveau. Conformément au protocole d'entente entre Sa Majesté la Reine du chef de l'Ontario représentée par le ministre de l'Énergie (l'« actionnaire ») et notre société, l'actionnaire a fait une déclaration, en date du 19 avril 2011, en vertu du paragraphe 108(3) de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) qui traite du recouvrement du coût des dépenses lié à la modification des conditions de permis du 28 février 2011. Par conséquent, le recouvrement pour les mises à niveau de sept postes a été limité. Nous avons imputé 17 millions de dollars aux charges d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2012 et 19 millions de dollars, aux charges d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2011 à l'égard de ces projets.

En juin 2011, l'OEO a présenté ses recommandations sur l'étendue et le calendrier de la reconnexion de deux circuits entre Sarnia et London, pour le projet de mise à niveau du réseau de transport de l'ouest de London, dont la date de mise en service requise est en décembre 2014. Ce projet est nécessaire pour respecter la politique gouvernementale concernant l'intégration de 10 700 MW de production d'énergie renouvelable autre qu'hydroélectrique d'ici 2018. Le 8 novembre 2012, la CEO a rendu une décision approuvant notre demande de permis de construction en vertu de l'article 92 pour ce projet. En octobre 2011, l'OEO avait présenté ses recommandations sur l'étendue et le calendrier du projet prioritaire de compensation réactive dans le sud-ouest de l'Ontario, en nous recommandant d'installer un compensateur voltampère réactif statique à notre poste de commutation de Milton afin d'accroître la capacité de la ligne de Bruce à Milton. Une recommandation de l'OEO au sujet de la construction d'une ligne de transport à l'ouest de la ville de London n'est pas prévue dans un avenir prévisible.

Cadre des plans d'élaboration de projets de transport

Le 26 août 2010, la CEO a publié sa nouvelle politique sur le cadre des plans d'élaboration de projets de transport (*Framework for Transmission Project Development Plans*). Cette politique fixe un cadre pour les nouveaux investissements dans le transport en Ontario en instaurant un régime de concurrence pour le développement du transport au moyen d'un processus ouvert. Le 29 mars 2011, le ministre de l'Énergie a exprimé l'intérêt de la province dans le lancement par la CEO d'un processus de désignation pour la ligne de raccordement est-ouest. Le projet de raccordement est-ouest constitue le premier prolongement de cette ligne du réseau de transport traité selon la nouvelle approche concurrentielle. Le tracé proposé représente une ligne à double circuit de 230 kV sur 400 km entre ses postes de transformation de Wawa à l'est et de Lakeland à l'ouest. La date de mise en service visée selon l'OEO dans son rapport du 30 juin 2011 est en 2017. La société en commandite pour le raccordement est-ouest, partenariat à parts égales entre trois entités incluant notre société, a obtenu un permis de transport le 31 mai 2012 et participe au processus de soumission du projet de raccordement est-ouest.

La CEO a choisi un processus à deux phases pour la procédure du raccordement est-ouest. Le 12 juillet 2012, la CEO a rendu sa décision de la phase 1, ce qui a conclu la phase 1 de la procédure, en finalisant diverses exigences de dépôt et questions relatives au processus ainsi qu'en ordonnant aux transporteurs enregistrés de déposer leurs demandes de désignation au plus tard le 4 janvier 2013. La procédure est maintenant à la phase 2 et la CEO a reçu six demandes de désignation de la part des transporteurs enregistrés pour la procédure, y compris la demande de la société en commandite pour le raccordement est-ouest. Le calendrier de la phase 2, laquelle se fera sous forme d'une audience par écrit, n'a pas encore été établi.

Cadre réglementaire renouvelé

Le 17 décembre 2010, la CEO a amorcé un processus de consultation coordonnée pour l'élaboration d'un cadre réglementaire renouvelé régissant les distributeurs et transporteurs d'électricité. Le 18 octobre 2012, la CEO a rendu public un rapport intitulé *A Renewed Regulatory Framework for Electricity Distributors: A Performance Based Approach*, ce qui a marqué la fin de son processus de consultation. Le rapport présente trois modèles de tarification afin d'offrir des choix convenables aux distributeurs dont les besoins de capitaux sont différents : un MTI de 4e génération fondé sur le MTI de 3e génération actuel auquel il ajoute un an à la période du MTI, un MTI adapté selon lequel la tarification est fondée sur les prévisions quinquennales des besoins en matière de produits et du volumes des ventes du distributeur et une méthode indicielle de tarification incitative annuelle qui inclut un ajustement annuel des tarifs conformément à un indice simple de plafonnement des prix. Le rapport incluait aussi des informations sur la mesure du rendement, l'amélioration continue et la mise en place du nouveau cadre.

Quatre groupes de travail ont été établis afin de fournir l'aide d'experts pour examiner les propositions et conseiller le personnel de la CEO concernant certaines questions de mise en œuvre : Redéfinition des actifs et processus de planification régionale des infrastructures; Planification des investissements dans les réseaux de distribution; Performance, Analyse comparative et indices d'ajustement des tarifs; ainsi que Réseau intelligent. Hydro One Networks compte un représentant dans chacun des quatre groupes. Les réunions des groupes de travail ont débuté en novembre 2012 et sont prévues jusqu'en février 2013. Les consultations se concluront par l'établissement et la communication d'exigences et de directives de dépôt, de modifications de code ou de politiques supplémentaires de la Commission à l'appui du nouveau cadre. La CEO prévoit que les politiques seront, pour la plupart, mises en œuvre à temps pour l'année de tarification 2014. Nous avons commencé à évaluer les méthodes de tarification disponibles.

Codes des réseaux de transport et de distribution de la CEO

Aux termes du code des réseaux de transport, le transporteur couvre le regroupement initial des coûts des lignes de raccordement et les producteurs paient leur quote-part lorsqu'ils sont prêts à se raccorder, en fonction de leur capacité de production.

Aux termes du code des réseaux de distribution (le « CRD »), il y a trois classes d'actifs de distribution associés au raccordement de production d'énergie renouvelable : les actifs de raccordement, les actifs d'expansion et les améliorations liées à l'énergie renouvelable. Les producteurs qui se raccordent directement au réseau d'un distributeur paient les coûts des actifs de raccordement, tandis que les distributeurs financent tous les coûts d'expansion mentionnés dans un plan, les autres coûts d'expansion demandés par les producteurs selon un plafond de 90 000 $ le MW par projet (le distributeur couvrant le reste) et toutes les améliorations liées à l'énergie renouvelable.

En 2011, la CEO nous a accordé une exemption concernant les calendriers obligatoires du CRD pour le raccordement de micro-installations de production intégrées. La décision de la CEO a prolongé le calendrier de traitement des raccordements indirects qui exigent une évaluation des lieux et approuvait les modifications des conditions à remplir avant que nous ne soyons obligés de raccorder des micro-installations de production intégrées à notre réseau de distribution. Le 3 août 2012, Hydro One Networks a demandé à la CEO une prorogation de l'exemption et, le 8 novembre 2012, la CEO a accordé cette prorogation pour une période se terminant le 3 août 2013 ou six mois après la conclusion de ses consultations sur les enjeux des micro-installations de production intégrées, selon la première des deux.

Prestation ontarienne pour l'énergie propre

À compter du 1er janvier 2011, la province a introduit la *Loi de 2010 sur la prestation ontarienne pour l'énergie propre*, laquelle vise à aider les consommateurs d'électricité ontariens lors de la transition à un réseau d'électricité plus propre. En vertu de cette loi, les consommateurs résidentiels, les fermes et les petites entreprises admissibles reçoivent un avantage de 10 % relativement aux coûts totaux d'électricité facturés, y compris les taxes, pour une période de cinq ans. Cet avantage est appliqué aux coûts d'électricité des consommateurs pour chaque période de facturation. Depuis le 1er septembre 2012, le rabais de 10 % s'applique seulement aux premiers 3 000 kWh d'électricité consommés par mois.

Découplage des produits des distributeurs

En 2010, la CEO a entrepris un processus de consultation pour examiner les mécanismes d'ajustement des produits et de recouvrement des coûts offert aux distributeurs d'électricité et de gaz naturel afin de prendre en considération l'érosion des produits découlant des changements imprévus du volume d'énergie vendue. Ces mécanismes sont communément appelés « mécanismes de découplage des produits » puisque chacun prévoit certaines manières de défaire le lien entre le volume d'énergie consommée par les consommateurs et le recouvrement par les distributeurs d'énergie de leurs besoins en matière de produits approuvés.

Le 26 novembre 2012, la CEO a entrepris un projet pour terminer le travail commencé au sujet du découplage des produits des distributeurs d'électricité et de gaz naturel. La CEO coordonnera son examen du découplage des produits avec les nouvelles politiques de tarification proposées dans le cadre réglementaire renouvelé de l'électricité. La CEO examinera comment mieux traiter les variations de la demande, notamment les baisses potentielles de l'utilisation moyenne. Cette consultation inclura l'examen des options pour le découplage potentiel des produits en plus du mécanisme d'ajustement pour perte de produits existant (le « mécanisme d'ajustement pour perte de produits » ou « MAPP »). La CEO prévoit de rendre publique un projet de politique au début de 2013. Elle demandera aux parties prenantes de fournir leurs commentaires par écrit avant de finaliser la politique.

Consolidation du secteur de la distribution

Le 13 avril 2012, la province a annoncé le lancement d'un examen approfondi du secteur ontarien de l'électricité pour étudier des options afin d'accroître les efficiences, y compris la consolidation des sociétés locales de distribution (« SLD »). Par conséquent, la province a créé le Comité ontarien du secteur de la distribution (le « Comité »). Le 13 décembre 2012, le Comité a rendu public son rapport intitulé *Renewing Ontario's Electricity Distribution Sector: Putting the Consumer First* incluant des recommandations sur la consolidation du secteur de l'électricité. Ce rapport recommande que les 73 SLD faisant l'objet du rapport soient consolidées en huit à douze plus grands distributeurs régionaux d'électricité d'ici un délai de deux ans. Plus précisément, il recommande que l'on crée deux distributeurs régionaux dans le nord de l'Ontario et entre six et dix distributeurs régionaux dans le sud de l'Ontario avec un minimum de 400 000 abonnés chacun. Étant donné que notre société est la plus grande SLD, le rapport recommande que Hydro One Networks reçoive une direction évidente quant à la façon de mener une discussion sur le regroupement des actifs de distribution selon les entités publiques intéressées appropriées sur le plan commercial et la manière d'y participer. La Province examine actuellement le rapport et elle évalue les recommandations.

Programme de TRG et programme de TRG pour les microprojets

Le 1er octobre 2009, l'OEO a lancé son Programme de tarifs de rachat garantis (les « TRG »), lequel est conçu pour obtenir de l'énergie provenant d'un large éventail de sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie éolienne, solaire, photovoltaïque, bioénergétique et hydraulique à concurrence de 50 MW.

Le 22 mars 2012, la province a annoncé les résultats de son examen sur les deux ans du Programme de TRG, y compris les changements recommandés pour refléter les commentaires reçus des intervenants. L'OEO a suivi ces recommandations et relancé son Programme de TRG pour les microprojets le 12 juillet 2012. Le programme révisé favorise une plus grande participation des collectivités et des Autochtones ainsi que la protection des terres agricoles. En août 2012, l'OEO a commencé à donner les approbations requises pour permettre à des microprojets à TRG d'aller de l'avant. Le 14 décembre 2012, l'OEO a annoncé qu'elle accorderait jusqu'à 200 MW aux demandes de TRG pour les petits projets reçues entre le 14 décembre 2012 et le 18 janvier 2013, relativement aux projets d'énergie renouvelable ayant une capacité proposée variant entre 10 et 500 kilowatts. L'OEO n'accepte pas de demandes de TRG pour les grands projets à l'heure actuelle. Le calendrier des demandes de TRG pour les grands projets sera communiqué une fois que les détails auront été finalisés.

Conservation et gestion de la demande

L'OEO continue d'être responsable de coordonner l'exécution et le financement des programmes de CGD de l'Ontario. Nos programmes de CGD financés par l'intermédiaire de l'OEO en 2012 se sont élevés à environ 25 millions de dollars, comparativement à 15 millions de dollars en 2011. Ces programmes incluent les programmes « Peaksaver », « Low Income Home Assistance », « Appliance Retirement and Exchange Events » et « Process and System Upgrade Incentive ».

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, modifiée par la LEV, prévoit que la CEO pourrait devoir prendre des mesures pour établir des cibles de CGD à l'intention des SLD et d'autres titulaires de permis. Une cible de CGD à l'échelle de la province a été fixée pour les SLD de l'Ontario en 2010. Les deux cibles clés de CGD pour les SLD sur une période de quatre ans commençant le 1er janvier 2011 étaient collectivement une réduction de 1 330 MW de la demande de pointe estivale dans la province et des économies d'énergie cumulatives de

6 000 GWh. La CEO a publié son code de CGD pour les distributeurs d'électricité (le « code de CGD ») le 16 septembre 2010 et, le 12 novembre 2010, elle a annoncé des cibles de CGD finales pour chaque SLD. Notre société a eu comme cibles une réduction de 259 MW de la demande de pointe dans la province et une baisse de 1 320 GWh de la consommation d'électricité représentant, respectivement, 19,5 % et 22,0 % des cibles des économies totales pour toutes les SLD. Le code de CGD prévoit également des conditions et des règles que les SLD doivent suivre si elles choisissent d'utiliser les programmes de CGD approuvés par le CEO afin de respecter leurs cibles de CGD.

Le 26 avril 2012, la CEO a publié ses directives de CGD pour tous les distributeurs d'électricité. Un changement clé concerne les économies associées aux tarifs fondés sur la période d'utilisation, lesquelles peuvent maintenant être comptées pour l'atteinte des cibles de CGD. Les économies seront évaluées par l'OEO pour toute la province puis réparties à chaque distributeur. L'autre changement clé est l'établissement du compte d'écart du MAPP, qui saisit l'écart entre le niveau de CGD inclus dans la prévision de charge du distributeur et les résultats vérifiables des incidences des activités de CGD entreprises entre 2011 et 2014 aux termes des programmes de CGD tant contractés avec l'OEO qu'approuvés par la CEO.

Le 28 septembre 2012 et le 30 septembre 2012, conformément au code de CGD, Hydro One Brampton Networks et Hydro One Networks ont l'une et l'autre déposé leur rapport annuel de CGD de 2011 auprès de la CEO. Nos résultats combinés pour 2011 reflètent des économies de 40 MW pour la demande de pointe, soit 15,6 % de notre cible, et des économies d'énergie annuelles de 99 GWh. Ces économies d'énergie produiront 388 GWh en vue de notre cible, ce qui représente 29,4 % de notre cible cumulative. Nous prévoyons atteindre nos cibles cumulatives de 2014 pour les économies de demande et d'énergie.

Le 21 décembre 2012, le ministre de l'Énergie a émis une directive à l'OEO en vue de prolonger le financement de ses programmes de CGD pendant une année additionnelle, soit jusqu'au 31 décembre 2015. Cette prolongation vise à offrir plus de stabilité, à soutenir l'élan des programmes à l'échelle de la province et à permettre aux projets dont les délais de réalisation sont plus longs de continuer de participer à des projets de conservation importants. Cette prolongation fournira aussi une occasion à l'OEO et aux SLD de travailler en collaboration pour renforcer le cadre actuel et entreprendre des programmes innovateurs dans l'intérêt des familles et des entreprises de l'Ontario. L'OEO communiquera avec les distributeurs pour obtenir leurs réflexions et leurs conseils à propos de cette prolongation.

Réseau de distribution de pointe

La *Loi de 2006 sur le leadership en matière de conservation de l'énergie* a élargi les objectifs de CGD en établissant le cadre de l'installation de compteurs intelligents dans tous les foyers et petites entreprises ontariennes. En 2007, la province a nommé la SIERE à titre d'entité provisoirement responsable des compteurs intelligents et chargée de surveiller la collecte et la gestion des données fournies par les compteurs intelligents. Les SLD, y compris nos entreprises de distribution, sont responsables de la mise en service de l'infrastructure des compteurs intelligents et de la technologie de communication connexe afin de respecter les exigences réglementaires minimales ainsi que de la mise en œuvre des tarifs fondés sur la période d'utilisation.

En 2011, nous avons réalisé un certain nombre d'études sur les technologies de distribution de pointe et nous avons lancé le projet pilote de zone intelligente dans la région d'Owen Sound. Le projet pilote de zone intelligente comprend l'essai et la démonstration des équipements de réseau électrique, des systèmes de TI et des systèmes de communication qui seront nécessaires pour faciliter le raccordement d'un grand nombre d'installations de production distribuée à notre réseau de distribution. En 2012, nous avons terminé la mise en service du système de gestion de la distribution (le « SGD ») dans la région pilote d'Owen Sound. Cela intègre le système de gestion du réseau, le système de gestion des interventions en cas de panne (le « SGIP ») et les appareils sur le terrain. D'autres versions du RDP chercheront à optimiser les interventions en cas de panne grâce à des affectations de personnel plus efficaces, l'automatisation pour isoler les défectuosités au besoin et la régulation dynamique de la tension pour réduire les pertes. Toutes les versions tirent avantage d'une infrastructure de base et se complètent les unes les autres et, à mesure que les éléments du projet pilote sont prouvés, des analyses de rentabilité seront faites en vue du déploiement à l'échelle provinciale, lequel comprendra ultimement un RDP.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Produits

Exercice clos le 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011	Variation en $	Variation en %
Transport	**1 482**	1 389	93	7
Distribution	**4 184**	4 019	165	4
Autres	**62**	63	(1)	(2)
	5 728	5 471	257	5
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(MW)*[1]	**21 132**	21 166	(34)	–
Distribution – Unités distribuées aux abonnés *(TWh)*[1]	**29,2**	29,2	–	–

[1] Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent surtout de nos tarifs de transport qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau à haute tension. Les tarifs sont établis de manière à générer les produits nécessaires au soutien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale. La demande dépend surtout des conditions météorologiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits d'exportation associés au transport de la production excédentaire vers les marchés avoisinants et les produits accessoires, lesquels découlent principalement des services d'entretien fournis en grande partie aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos emprises.

Nos produits tirés du transport ont augmenté de 93 millions de dollars, ou 7 %, par rapport à ceux de 2011. Le 23 décembre 2010, la CEO a rendu sa décision concernant notre demande de tarifs de transport pour 2011 et 2012. Le 20 décembre 2011, la CEO a approuvé de nouveaux tarifs de transport à compter du 1er janvier 2012, en fonction des actifs en service plus importants et de l'utilisation des PCGR des États-Unis aux fins de tarification. Les décisions ont donné lieu à une augmentation des produits tirés du transport de 106 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, et la moyenne de la demande de pointe en 2012 explique une légère hausse de 3 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent.

Les augmentations ont été partiellement contrebalancées par des réductions de 9 millions de dollars des produits à la suite du recouvrement intégral d'un compte réglementaire lié au transport en date du 31 décembre 2011, de 6 millions de dollars au titre des produits externes liés au transport et de 1 million de dollars relativement à d'autres comptes réglementaires approuvés par la CEO.

Distribution

Notre société de distribution consolidée comprend les entreprises de distribution distinctes de nos filiales Hydro One Networks, Hydro One Brampton Networks et Hydro One Remote Communities. Les produits tirés de la distribution incluent nos tarifs de distribution ainsi que les montants nécessaires au recouvrement du coût lié à l'achat d'électricité que consomment les abonnés de notre entreprise de distribution consolidée. Par conséquent, nos produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, du coût lié à l'achat d'électricité et de nos tarifs de distribution. Les produits tirés de la distribution comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation commune de nos poteaux de distribution par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution ainsi que des frais divers comme les pénalités de retard.

En 2012, nos produits tirés de la distribution ont augmenté de 165 millions de dollars, ou 4 %, par rapport à ceux de 2011. L'augmentation a été principalement attribuable au recouvrement des coûts liés aux achats d'électricité plus élevés de 146 millions de dollars, tel qu'il est décrit ci-dessous dans la rubrique « Achats d'électricité ». Nos produits tirés de la distribution se sont aussi accrus de 18 millions de dollars en raison de la mise en place de notre nouveau RDP et de la mise en service des compteurs intelligents. Puisque ces investissements sont liés à de nouvelles technologies, ils sont recouvrés au moyen de mécanismes de tarification distincts à l'heure actuelle.

Les produits tirés de la distribution pendant l'exercice reflètent des produits externes additionnels de 7 millions de dollars, une hausse des produits de 2 millions de dollars pour Hydro One Remote Communities et une augmentation de 1 million de dollars associée aux comptes réglementaires approuvés par la CEO. Ces augmentations ont été partiellement contrebalancées par une réduction de 7 millions de dollars découlant d'une baisse de la consommation d'électricité, surtout parce que l'hiver a été plus doux en 2012 qu'en 2011, ainsi que par une diminution de 2 millions de dollars des produits tirés de la distribution de Hydro One Brampton Networks.

Achats d'électricité

Les coûts liés aux achats d'électricité sont engagés par notre entreprise de distribution et représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans nos territoires de service. Ces coûts comprennent le coût de l'énergie vendue sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de la SIERE et les frais de transport prélevés par la SIERE. Le coût de l'énergie pour certains petits consommateurs et des consommateurs désignés repose sur la GTR de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils et en une structure tarifaire distincte pour les abonnés admissibles à la GTR facturés selon la période d'utilisation, lesquelles sont ajustées deux fois l'an. Nous avons commencé à faire passer nos abonnés admissibles à la GTR au mécanisme de tarification fondé sur la période d'utilisation en mai 2010, et une vaste majorité de nos abonnés admissibles à la GTR sont maintenant facturés selon la période d'utilisation. Les abonnés qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, ajusté pour l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*.

Un sommaire de la GTR pour la période considérée et la période de comparaison est présenté ci-après.

GTR	Niveau du seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Entrée en vigueur	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
1er novembre 2010	1 000	750	6,4	7,4
1er mai 2011	600	750	6,8	7,9
1er novembre 2011	1 000	750	7,1	8,3
1er mai 2012	600	750	7,5	8,8
1er novembre 2012	1 000	750	7,4	8,7

Abonnés admissibles à la GTR, facturés selon la période d'utilisation	Tarifs selon la période d'utilisation (cents/kWh)		
Entrée en vigueur	Période de pointe	Période médiane	Période creuse
1er novembre 2010	9,9	8,1	5,1
1er mai 2011	10,7	8,9	5,9
1er novembre 2011	10,8	9,2	6,2
1er mai 2012	11,7	10,0	6,5
1er novembre 2012	11,8	9,9	6,3

Les coûts liés aux achats d'électricité ont augmenté de 146 millions de dollars, ou 6 %, à 2 774 millions de dollars pendant l'exercice, par rapport à 2011. L'augmentation de nos coûts liés aux achats d'électricité découle essentiellement de hausses de 118 millions de dollars en raison de l'incidence des changements des tarifs de la GTR par la CEO pour les abonnés résidentiels et autres abonnés admissibles, de 33 millions de dollars à la suite de la décision de la CEO concernant le tarif de transport à compter du 1er janvier 2012, laquelle a influé sur les frais de transport prélevés par la SIERE, et de 7 millions de dollars au titre de la croissance de la demande d'électricité. L'incidence de ces hausses a été partiellement contrebalancée par une réduction de 11 millions de dollars, comparativement à 2011, des frais de service du marché de gros prélevés par la SIERE, qui incluent certains coûts liés à l'exploitation du réseau de transport, et par une baisse de 1 million de dollars découlant des coûts liés aux achats d'électricité moins élevés pour les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent des coûts de main-d'œuvre, des matériaux, des équipements et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces charges comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à certaines de nos installations de transport et de distribution.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

Exercice clos le 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011	Variation en $	Variation en %
Transport	**402**	422	(20)	(5)
Distribution	**608**	609	(1)	–
Autres	**61**	61	–	–
	1 071	1 092	(21)	(2)

Notre société continue à mettre l'accent sur la gestion de ses coûts, ce qui a contribué à une baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration totales en 2012, comparativement à 2011, tout en continuant à réaliser en grande partie les programmes de travaux planifiés pour nos entreprises de transport et de distribution.

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir nos postes de transport à haute tension, nos lignes et nos emprises ont diminué de 20 millions de dollars, ou 5 %, en 2012 en regard de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sécuritaire et fiable de notre réseau de transport en territoire ontarien. Les besoins au titre de nos programmes de travaux ont diminué de 33 millions de dollars depuis l'exercice précédent surtout en raison de la baisse de la demande en matière de travaux d'entretien correctif de postes, particulièrement pour l'équipement des réseaux électriques, et de travaux d'entretien correctif de câbles souterrains, ainsi que de la diminution des travaux de remise en état d'autotransformateurs. Nous avons également enregistré une baisse des dépenses comparativement à l'exercice précédent relativement à la recommandation de l'OEO concernant l'accroissement de la capacité de court-circuit ou de transformation d'un certain nombre de nos postes de transport, afin de permettre le raccordement de petits projets de production d'énergie renouvelable, pour lesquels le recouvrement est soumis à des restrictions (se reporter à la rubrique « Réglementation – Plan énergétique à long terme »). La plupart de ces travaux sont maintenant terminés. Les charges à l'appui de notre réseau de transport ont augmenté de 13 millions de dollars, par rapport à 2011, à cause d'une réorientation des ressources de notre entreprise de distribution, laquelle a été partiellement contrebalancée par les mesures de réduction des charges de gestion.

Distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration nécessaires au soutien de notre réseau de distribution à basse tension ont légèrement diminué de 1 million de dollars comparativement à l'exercice précédent. Les charges liées à nos programmes de travaux ont baissé de 5 millions de dollars principalement en raison de la diminution des charges de rétablissement du courant, car l'Ontario a connu moins de tempêtes en 2012 qu'en 2011. Des réductions ont aussi été attribuables à la diminution des besoins d'entretien des lignes, partiellement contrebalancée par l'augmentation des besoins pour notre programme de travaux forestiers à cause de la nécessité accrue d'élaguer les arbres en raison de l'augmentation de leur densité pendant l'exercice considéré. Nos charges à l'appui de notre réseau de distribution ont augmenté de 4 millions de dollars, essentiellement à cause des charges engagées pour le système d'information de la clientèle (le « SIC »), dans le cadre de notre projet de mise à niveau ou de remplacement des systèmes d'information à l'échelle de l'entreprise. L'incidence de cette augmentation a été partiellement contrebalancée par les mesures de réduction des charges et une réorientation des ressources pour appuyer notre entreprise de transport.

Amortissement

La charge d'amortissement a augmenté de 43 millions de dollars, ou 7 %, en 2012, par rapport à 2011. Cette augmentation découle essentiellement de l'amortissement plus élevé de 40 millions de dollars, comparativement à 2011, surtout en raison de la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme continu de travaux d'immobilisations. Les coûts de retrait d'actifs légèrement plus élevés de 3 millions de dollars ont contribué au reste de l'écart par rapport à l'exercice précédent.

Charges de financement

Les charges de financement ont progressé de 14 millions de dollars, ou 4 %, à 358 millions de dollars en 2012, comparativement à 2011. Les charges de financement plus élevées découlent surtout d'une augmentation du niveau moyen de la dette, partiellement atténuée par une diminution du taux d'intérêt effectif moyen.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a diminué de 29 millions de dollars, ou 19 %, à 121 millions de dollars en 2012, par rapport à celle de 2011. Cette diminution a été principalement attribuable à une réduction du taux d'imposition prévu par la loi, qui est passé de 28,25 % à 26,50 %, aux variations des écarts temporaires nets ainsi qu'à une augmentation des crédits d'impôt pour la recherche et le développement relativement à notre projet de RDP. Cette réduction a été partiellement contrebalancée par l'incidence de la progression du bénéfice avant impôt par rapport à 2011.

Bénéfice net

Le bénéfice net de 745 millions de dollars a dépassé de 104 millions de dollars, ou 16 %, celui des résultats comparables de 2011. La hausse des produits reflète le recouvrement d'investissements d'exercices antérieurs qui sont maintenant en service et qui amélioreront le réseau d'électricité de la province. La diminution des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, compte tenu de la gestion efficace sur le plan des coûts du programme de travaux de notre entreprise de transport et de la baisse des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, en raison principalement d'une réduction du taux d'imposition combiné fédéral-provincial prévu par la loi par rapport à celui de 2011, ont également influé favorablement sur le bénéfice net. De plus, le bénéfice net de 2012 reflète l'accroissement de la charge d'amortissement relativement à la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme de travaux d'immobilisations accru, et l'augmentation des charges de financement, en raison du niveau moyen plus élevé de la dette.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Le tableau qui suit présente les informations trimestrielles non auditées pour chacun des huit trimestres clos entre le 31 mars 2011 et le 31 décembre 2012. Ces informations sont tirées de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités et de nos états financiers consolidés annuels audités qui incluent tous les ajustements, consistant uniquement en des ajustements récurrents normaux, nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prévoir notre rendement futur.

(en millions de dollars)	**2012**				2011			
Trimestre clos le	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Total des produits	**1 435**	**1 466**	**1 359**	**1 468**	1 359	1 384	1 268	1 460
Bénéfice net	**165**	**201**	**169**	**210**	120	167	142	212
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire	**160**	**197**	**164**	**206**	115	163	137	208

La demande d'électricité suit généralement les variations météorologiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, tous les autres facteurs demeurant constants, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de liquidités et de financement sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des affectations de liquidités

Exercice clos le 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Activités d'exploitation	**1 285**	1 407
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	**1 085**	700
Remboursement de titres de créance à long terme	**(600)**	(500)
Dividendes versés	**(370)**	(168)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	**(1 454)**	(1 447)
Autres activités de financement et d'investissement	**21**	64
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(33)**	56

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont diminué de 122 millions de dollars pour atteindre 1 285 millions de dollars en 2012, comparativement à 2011. La baisse découle essentiellement des variations des charges à payer relativement aux paiements anticipés des abonnés et d'une réduction des impôts exigibles, à la suite d'un paiement d'impôt fait au premier trimestre de 2012 pour l'année d'imposition 2011, ainsi que du calendrier des acomptes provisionnels d'impôt en 2012, par rapport à 2011. La diminution a été partiellement contrebalancée par la croissance du bénéfice net en 2012 comparativement à 2011.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de notre programme de papier commercial, aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours, de notre facilité de crédit renouvelable et de notre placement en billets à taux variable de la province d'Ontario.

Notre programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars, obtenue auprès d'un consortium bancaire et arrivant à échéance en juin 2017, et d'un placement à long terme en billets à taux variable de la province d'Ontario de 250 millions de dollars (dont la juste valeur était de 251 millions de dollars au 31 décembre 2012). Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2012, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 8 460 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins de 1 an. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2013 et 2062. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le montant en capital autorisé maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme s'élève à 3 000 millions de dollars. Au 31 décembre 2012, la tranche non émise était de 1 515 millions de dollars jusqu'en septembre 2013.

	Notation	
Agence de notation	**Dette à court terme**	**Dette à long terme**
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.[1]	Préférentiel-1	A1
Standard & Poor's (S&P)[2]	A-1	A+

[1] Le 27 avril 2012, Moody's Investors Service Inc. a réduit la notation financière de notre dette de premier rang non garantie, qui est passée de Aa3 à A1.

[2] Le 25 avril 2012, S&P a révisé sa perspective de notre société, qui est passée de stable à négative.

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement défavorable important qui pourrait entraîner un défaut. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement défavorable important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres de créance émis par nos filiales à des tiers ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 31 décembre 2012, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

En 2012, nous avons émis 1 085 millions de dollars de titres de créance à long terme à coût raisonnable dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, soit 300 millions de dollars au premier trimestre, 425 millions de dollars au deuxième trimestre, 310 millions de dollars au troisième trimestre et 50 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012. Au troisième trimestre de 2012, nous avons aussi remboursé par anticipation une tranche de 600 millions de dollars de notre dette à long terme avant sa date d'échéance le 15 novembre 2012.

En 2011, nous avions émis 700 millions de dollars de titres de créance à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, soit 300 millions de dollars au premier trimestre, 300 millions de dollars au troisième trimestre et 100 millions de dollars au quatrième trimestre de 2011. En 2011, nous avions aussi remboursé par anticipation une tranche de 500 millions de dollars de titres de créance à long terme échus, soit 250 millions de dollars au premier trimestre et 250 millions de dollars au quatrième trimestre.

Aucun billet à court terme n'était en circulation aux 31 décembre 2012 et 2011.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, du soutien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de trésorerie et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés au cours du trimestre suivant.

En 2012, nous avons versé des dividendes à la province pour un montant de 370 millions de dollars, soit 352 millions de dollars sur les actions ordinaires et 18 millions de dollars sur les actions privilégiées. En 2011, nous avions payé des dividendes à la province pour un montant de 168 millions de dollars, soit 150 millions de dollars sur les actions ordinaires et 18 millions de dollars sur les actions privilégiées.

En 2012, les dividendes en espèces par action ordinaire se sont élevés à 3 523 $, comparativement à 1 500 $ par action ordinaire en 2011. Les dividendes en espèces par action privilégiée se sont chiffrés à 1,375 $ tant en 2012 qu'en 2011.

La structure de notre capital devrait nous permettre d'atteindre les objectifs de soutenir un accès efficace ainsi qu'à long terme à des capitaux à des taux raisonnables ainsi que de réaliser des rendements financiers appropriés pour notre actionnaire.

Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement, soit essentiellement des dépenses en immobilisations qui ont été engagées pour améliorer et renforcer notre infrastructure de transport et de distribution dans l'intérêt du public, se sont établies comme suit :

Exercice clos le 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011	Variation en $	Variation en %
Transport	**776**	810	(34)	(4)
Distribution	**671**	628	43	7
Autres	**7**	9	(2)	(22)
	1 454	1 447	7	–

Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont diminué de 34 millions de dollars, ou 4 %, pour atteindre 776 millions de dollars en 2012, comparativement à 2011. Les dépenses visant à agrandir et à consolider notre réseau de transport se sont chiffrées à 313 millions de dollars, en baisse de 103 millions de dollars depuis l'exercice précédent. La plupart de ces dépenses ont été engagées dans le cadre des projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux destinés à soutenir les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement pour la production de la province, mais nous continuons à faire des investissements importants dans des projets de raccordement de grands consommateurs ou d'approvisionnement local afin de composer avec la croissance de la charge. La diminution des dépenses en 2012 découle de l'achèvement de plusieurs projets importants en 2011. Les grands projets visant les réseaux interrégionaux achevés en 2011 incluent l'installation de compensateurs voltampères réactifs statiques aux postes de transformation de Nanticoke, Detweiler, Porcupine et Kirkland Lake. La réduction constatée en 2012 s'explique également par la baisse des dépenses affectées au projet de renforcement du réseau de transport dans la région de Woodstock, en vue d'accroître la capacité et d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement dans cette région, ainsi qu'au projet de renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton, aux fins du raccordement des sources de production d'énergie nucléaire réaménagées et de nouvelles sources de production d'énergie éolienne dans la région Huron-Grey-Bruce. Ces projets ont été achevés avec succès, respectivement, en mars et mai de l'exercice considéré. L'incidence des réductions des dépenses pendant les deux périodes a été partiellement contrebalancée par les augmentations de nos dépenses engagées pour la progression des projets de raccordement de grands consommateurs et des projets d'approvisionnement local pendant les phases de construction et les investissements dans nos postes de transformation pour notre projet de RDP, pour soutenir le raccordement de sources de production distribuée d'énergie propre à notre réseau de distribution conformément à la LEV.

Le 18 juin 2012, notre filiale Hydro One Networks a conclu une entente avec la Première Nation des Chippewas de Nawash et la Première Nation des Chippewas de Saugeen (collectivement la « Première Nation Ojibway Saugeen »). L'entente prévoit la création d'une société en commandite qui possédera uniquement les lignes et les droits fonciers connexes du réseau de transport renforcé de Bruce à Milton. La valeur comptable de ces actifs devrait être d'environ 600 millions de dollars au moment de leur cession à la société en commandite vers la fin de 2013. Selon les modalités de notre entente, la Première Nation Ojibway Saugeen pourra acheter une participation ne donnant pas le contrôle dans la société en commandite à la juste valeur. La société en commandite devrait devenir une entité à tarifs réglementés régie par la CEO. La cession de nos actifs à la société en commandite et la vente ultérieure d'une participation à la Première Nation Ojibway Saugeen sont, dans les deux cas, assujetties à la réception des approbations réglementaires futures de la CEO. Le 18 décembre 2012, la Première Nation Ojibway Saugeen, Hydro One Networks et Hydro One ont signé une lettre d'entente relativement à l'établissement de la société en commandite. La lettre d'entente prévoit, notamment, les modalités de l'entente de société en commandite qui doivent être acceptées à la clôture et les modalités selon lesquelles Hydro One Networks exploitera la ligne de Bruce à Milton au nom de la société en commandite. La clôture est conditionnelle à certaines approbations réglementaires et demandes de décisions anticipées.

Nos dépenses engagées dans le cadre de projets d'approvisionnement local ont inclus des investissements dans le projet de reconstruction du poste extérieur au poste de transformation de Burlington, ce qui permettra de remplacer l'infrastructure vieillissante et d'accroître la capacité d'approvisionnement de la charge ainsi que d'assurer un approvisionnement fiable aux abonnés de cette région. Le projet est arrivé à terme, et le poste a été mis en service le 21 décembre 2012. Nous continuons d'investir dans le projet de renouvellement de l'infrastructure d'électricité relatif aux quartiers intermédiaires en vue de remplacer les équipements vieillissants de câbles et de lignes aériennes et d'accroître la capacité d'approvisionnement pour répondre à la croissance future de la charge dans les quartiers intermédiaires de Toronto ainsi que dans les régions plus à l'ouest. Les travaux progressent à notre poste de commutation de Hearn en vue de reconstruire un poste extérieur parvenu à la fin de sa durée de vie. Ces travaux permettront aussi d'accroître la capacité de court-circuit pour permettre le raccordement de sources de production d'énergie renouvelable dans la région centrale et le centre-ville de Toronto.

Des dépenses importantes engagées pour nos projets de raccordement de grands consommateurs incluent les investissements dans la construction de notre poste de transformation de Commerce Way, nouveau poste d'approvisionnement de la charge dans la ville de Woodstock qui a été partiellement mis en service le 19 décembre 2012. Ce projet permettra d'accroître la capacité des postes de transformation et des lignes afin de répondre à la croissance de la charge dans la région de Woodstock.

Les dépenses engagées pour soutenir notre réseau de transport existant se sont établies à 392 millions de dollars en 2012, en hausse de 57 millions de dollars par rapport à 2011. Pendant l'exercice considéré, nous avons fait des investissements importants dans la remise en état ou le remplacement des équipements parvenus à la fin de leur durée de vie, notamment dans les disjoncteurs à huile, commutateurs, isolants et équipements de protection parvenus à la fin de leur durée de vie de notre poste de commutation de Abitibi Canyon et les autotransformateurs détériorés de nos postes de transformation de Trafalgar et Claireville. Parmi ces projets, l'autotransformateur de notre poste de transformation de Trafalgar et l'un des deux de notre poste de transformation de Claireville ont été mis en service pendant l'exercice considéré. Au cours de l'exercice considéré, nous avons constaté une augmentation des remplacements des équipements de protection et de contrôle parvenus à la fin de leur durée de vie.

Nos autres dépenses en immobilisations liées au transport se sont élevées à 71 millions de dollars en 2012, en hausse de 12 millions de dollars par rapport à 2011. La majeure partie de ces dépenses accrues se rapporte aux acquisitions de véhicules ainsi qu'aux investissements dans la technologie de l'information (« TI »).

Distribution

Nos dépenses en immobilisations liées à la distribution ont augmenté de 43 millions de dollars, ou 7 %, à 671 millions de dollars en 2012, comparativement à 2011. Les dépenses en immobilisations pour agrandir et renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 284 millions de dollars en 2012, en hausse de 15 millions de dollars par rapport à 2011. Nous avons enregistré des hausses en 2012 relativement à nos investissements soutenus dans notre projet de RDP, qui est un projet pluriannuel en vue de déterminer, d'installer, d'analyser et d'évaluer des équipements et des applications pour moderniser notre réseau de distribution. Le projet de RDP protégera les installations de production distribuée en cas d'interruption du courant et devrait améliorer les délais de rétablissement du courant lors de pannes, réduire les coûts de construction et les charges d'entretien continu ainsi que diminuer la perte de puissance sur le réseau d'électricité. L'augmentation des dépenses en immobilisations en 2012 s'explique aussi par les investissements dans nos autres projets de distribution et améliorations, en vue de permettre le raccordement sécuritaire et fiable de sources additionnelles de production d'énergie renouvelable et de composer avec le plus grand nombre de raccordements de nouveaux abonnés et d'améliorations, partiellement contrebalancés par la réduction des dépenses liées au projet de compteurs intelligents, puisque ce projet arrive à terme.

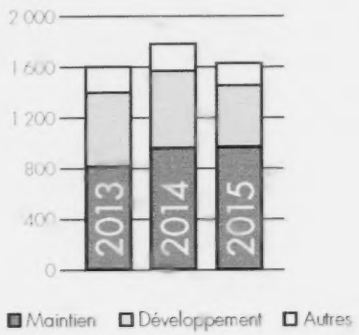
Les dépenses engagées pour soutenir notre réseau de distribution se sont établies à 245 millions de dollars en 2012, en hausse de 5 millions de dollars par rapport à 2011. L'augmentation pour notre programme de soutien découle essentiellement de l'accroissement des travaux réalisés dans le cadre de nos programmes de remise en état des postes de distribution et des lignes, ainsi que de la hausse des dépenses liées à l'achat stratégique de transformateurs électriques depuis l'exercice précédent. Ces incidences ont été partiellement contrebalancées par la diminution de réparations consécutives aux tempêtes moins nombreuses en 2012, alors que deux grosses tempêtes étaient survenues en Ontario en 2011.

Nos autres dépenses en immobilisations liées à la distribution se sont élevées à 142 millions de dollars en 2012, en hausse de 23 millions de dollars comparativement à 2011. La plupart de ces dépenses se rapportaient à la phase du SIC, dans le cadre de notre projet de mise à niveau ou de remplacement des systèmes d'information à l'échelle de l'entreprise. En plus du remplacement des systèmes parvenus à la fin de leur durée de vie, la mise à niveau apportera des améliorations des processus qui devraient générer de nombreux avantages, notamment l'accroissement de la satisfaction de la clientèle au moyen de la réduction des délais d'appels et la résolution des problèmes dès le premier appel grâce à un accès plus rapide à l'information. Des économies de productivité sont prévues à la suite des améliorations de la performance, de la consolidation des systèmes et de la mise hors service de plus d'une douzaine d'anciens systèmes.

Dépenses en immobilisations futures

Notre budget de dépenses en immobilisations pour 2013 est d'environ 1 600 millions de dollars. Nos budgets d'investissement pour 2013 de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 1 000 millions de dollars et 600 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations consolidées devraient s'établir à près de 1 750 millions de dollars en 2014 et 1 650 millions de dollars en 2015. Ces dépenses reflètent les travaux de soutien nécessaires pour pallier la vétusté de notre infrastructure. Notre programme de soutien devrait être d'environ 800 millions de dollars en 2013, 950 millions de dollars en 2014 et 1 000 millions de dollars en 2015. Nos projets de développement incluent le RDP, les mises à niveau des réseaux interrégionaux en vue de soutenir les objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement, les besoins en approvisionnement local et les besoins concernant la production distribuée. Nos dépenses de développement devraient être d'environ 600 millions de dollars en 2013, 600 millions de dollars en 2014 et 450 millions de dollars en 2015. Ces investissements dans le développement reflètent aussi les travaux exigés de nos abonnés. Les autres dépenses en immobilisations devraient être d'environ 200 millions de dollars en 2013, 2014 et 2015. Ces dépenses incluent les investissements nécessaires pour remplacer notre système de facturation parvenu à la fin de sa durée de vie et d'autres petits projets pour continuer d'accroître la productivité de notre système d'information SAP à l'échelle de l'entreprise.

Dépenses en immobilisations futures
(en millions de dollars CA)



Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport incluent des investissements importants pour gérer le remplacement et la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante afin de garantir un approvisionnement d'énergie fiable et continu aux abonnés dans l'ensemble de la province. Notre programme d'investissement inclut des investissements de soutien pour remplacer les disjoncteurs à air et les appareillages de connexion, les câbles souterrains à haute tension et les transformateurs vieillissants parvenus à la fin de leur durée de vie et pour respecter les normes de cybersécurité de la North American Electricity Reliability Corporation. Ces investissements de soutien sont nécessaires pour continuer d'atteindre nos objectifs en matière de réglementation, de conformité, de sécurité et d'environnement.

Les dépenses en immobilisations importantes incluent notre projet du poste de transformation de la région d'Oshawa en vue d'installer un autre autotransformateur à notre poste de transformation proposé de Clarington, pour lequel l'OEO a demandé à Hydro One de développer un plan de mise en œuvre et d'amorcer les travaux. La planification et les études environnementales pour ce projet sont en cours. Les investissements comprennent aussi notre projet de renouvellement de l'infrastructure d'électricité relatif aux quartiers intermédiaires, en vue d'accroître la capacité d'approvisionnement pour répondre à la croissance future de la charge dans les quartiers intermédiaires de Toronto ainsi que dans les régions plus à l'ouest, notre installation d'un compensateur voltampère réactif statique à terminer pour notre poste de Milton et notre projet de

reconstruction du poste de commutation à notre poste de transformation de Hearn, qui devrait arriver à terme en 2014. Les investissements liés au transport pour le RDP et les besoins pour permettre la production distribuée sont aussi inclus dans le plan d'investissement. La réalisation du projet du poste de transformation de Hearn et la mise à niveau de quatre autres postes de transformation permettront ensemble d'accroître la capacité de transport d'au plus 600 MW.

Le 22 décembre 2010, nous avons reçu une lettre du ministre de l'Énergie nous demandant d'entreprendre les travaux de planification et de développement nécessaires en vue de projets de transport précis et d'améliorations qui permettront la production sécuritaire et fiable d'autres sources d'énergie renouvelable. Le 7 avril 2011, l'OEO a établi la portée et le calendrier des projets d'accroissement de la capacité de court-circuit ou de transformation de 10 des 15 postes de transformation. Ces améliorations sont presque terminées. Les dépenses liées à ces améliorations ont été imputées aux charges d'exploitation, d'entretien et d'administration (se reporter à la rubrique « Réglementation – Plan énergétique à long terme »). Deux des trois projets de transport précis prioritaires sont pris en considération dans les dépenses en immobilisations budgétisées. Le projet d'amélioration du réseau de transport de l'ouest de London exige en général le refilage des conducteurs dans les pylônes le long d'une emprise existante et permettra le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable additionnelle dans la région de l'ouest de London. Le projet prioritaire de compensation réactive dans le sud-ouest de l'Ontario accroîtra la capacité de transport du réseau de transport de Bruce. Nous attendons de recevoir les directives de l'OEO relativement au troisième projet prioritaire (se reporter à la rubrique « Réglementation – Plan énergétique à long terme »).

En août 2010, la CEO a instauré un cadre de désignation concurrentielle pour le développement de projets de transport admissibles. Par conséquent, nous n'avons pas inclus dans nos dépenses en immobilisations budgétisées les projets qui pourraient satisfaire à la définition d'une expansion telle qu'elle est applicable dans le contexte du régime de concurrence de la CEO. Nous ne prévoyons pas engager de dépenses en immobilisations importantes sans une attente raisonnable de recouvrement au moyen de nos tarifs.

Le calendrier réel et les dépenses de nombreux projets de développement sont incertains, car ils dépendent de diverses approbations, notamment les approbations de la CEO concernant l'autorisation de construire et les évaluations environnementales, des négociations avec les abonnés, des sociétés de services publics voisines et d'autres parties prenantes, des consultations avec des Premières Nations et des collectivités métis. Les projets dépendent également du calendrier et de l'ampleur des contributions des producteurs à l'égard des installations de transport.

Distribution

Les dépenses en immobilisations liées à la distribution incluent des investissements pour assurer le soutien de notre infrastructure d'immobilisations. Nos travaux de base continueront d'être axés sur le rendement de nos actifs de distribution vieillissants afin d'améliorer la fiabilité du réseau. Nous effectuons des investissements continus pour remplacer les équipements et les composantes parvenus à la fin de leur durée de vie, pour mettre en place le RDP dans le cadre de ce renouvellement et plus particulièrement pour remplacer les poteaux de bois afin de maintenir la fiabilité. De plus, nous continuerons à gérer les projets visant les travaux exigés de nos abonnés aux fins des raccordements pour la production distribuée, la demande de nouveaux raccordements de la charge, les appels de dépannage, les travaux de réparation consécutifs aux tempêtes et le renforcement de la capacité du réseau.

Les dépenses de développement liées à la distribution pendant l'exercice considéré ont été principalement affectées au développement d'un système RDP et des normes de modernisation du réseau connexes, aux travaux exigés de nos abonnés comme les raccordements et mises à niveau, les travaux visant à faciliter les raccordements pour la production distribuée y compris les mises à niveau des postes, les équipements de protection et de contrôle, les nouvelles lignes et certains travaux disputables pour lesquels nous avons reçu des apports de capitaux. En 2013 et 2014, nous prévoyons gérer un nombre important de projets partout dans la province pour répondre à la croissance de la charge et limiter le stress imposé aux composantes de nos réseaux.

Les dépenses liées à la production distribuée sont fondées sur notre estimation du nombre de raccordements prévus, lequel a diminué compte tenu des résultats constatés depuis 2009 et des changements apportés au Programme de TRG. Le budget inclut uniquement les dépenses des projets assortis de contrats conclus avec l'OEO aux termes du Programme de TRG et du programme de TRG pour les microprojets qui devraient être raccordés à notre réseau de distribution.

En 2013, pour le projet du RDP, nous chercherons à optimiser les interventions en cas de panne grâce à des affectations de personnel plus efficaces, l'automatisation pour isoler les défectuosités au besoin et la régulation dynamique de la tension pour réduire les pertes.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Il n'y a pas d'arrangements hors bilan qui ont, ou sont susceptibles d'avoir, une incidence importante aujourd'hui ou dans l'avenir sur notre situation financière, l'évolution de notre situation financière, nos produits ou charges, nos résultats d'exploitation, notre situation de trésorerie, nos dépenses en immobilisations ou nos sources de financement.

Le tableau qui suit présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants.

Au 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	**Total**	**2013**	**2014-2015**	**2016-2017**	**Après 2017**
Obligations contractuelles *(échéances annuelles)*					
Dette à long terme – remboursements de capital	8 460	600	1 300	1 100	5 460
Dette à long terme – paiements d'intérêts	7 336	410	735	651	5 540
Régime de retraite[1]	330	158	172	–	–
Obligations liées à l'environnement et à la mise hors service d'immobilisations[2]	313	30	73	40	170
Convention d'impartition avec Inergi LP (« Inergi »)[3]	287	136	151	–	–
Engagements découlant des contrats de location-exploitation	53	10	15	14	14
Total des obligations contractuelles[4]	16 779	1 344	2 446	1 805	11 184
Autres engagements commerciaux *(selon l'année d'échéance)*					
Ligne de crédit bancaire[5]	1 250	–	–	1 250	–
Lettres de crédit[6]	150	150	–	–	–
Garanties[6]	326	326	–	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 726	476	–	1 250	–

[1] Les cotisations à la caisse de retraite de Hydro One sont généralement versées avec un décalage de un mois. Les cotisations minimales pour 2013 et 2014 sont fondées sur une évaluation actuarielle déposée en mai 2012 et établie au 31 décembre 2011. En fonction du niveau projeté des gains ouvrant droit à pension en 2012, nos cotisations annuelles à la caisse de retraite pour 2012 ont totalisé environ 160 millions de dollars. Les cotisations minimales futures au-delà de 2014 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au plus tard en date du 31 décembre 2014 et dépendront des rendements des placements, des changements des prestations et des hypothèses actuarielles. Les estimations des cotisations au-delà de 2014 ne peuvent pas être établies à l'heure actuelle.

[2] Nous constatons un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination progressive ou à la destruction des huiles isolantes contaminées aux biphényles polychlorés (les « BPC ») contenues dans les équipements électriques et au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés, ainsi que des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour le retrait des équipements contaminés à l'amiante dans nos installations et pour la mise hors service et le retrait de certains postes de commutation. Le schéma des dépenses tient compte de notre programme des travaux prévus pour les périodes.

[3] Le 1er mars 2002, Inergi a commencé à nous fournir une gamme de services étalés sur une période de dix ans, notamment des services de TI, de soutien de la clientèle, de chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services de gestion des ressources humaines et financiers. Le 1er mai 2010, conformément aux modalités du contrat, notre société a prorogé la convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans, soit jusqu'au 28 février 2015. Compte tenu de la complexité des services concernés, nous avons commencé à élaborer un plan d'action en vue de l'échéance de la convention et nous prévoyons commencer à travailler sur une demande de propositions en 2013. Les montants présentés tiennent compte d'un ajustement visant un taux d'inflation annuel estimatif variant de 1,8 % à 3,0 %.

[4] De plus, notre société a conclu diverses ententes portant sur l'achat de produits ou de services à l'appui de nos programmes de travaux, lesquelles sont exécutoires et lient les parties. Aucune de ces ententes n'est considérée comme étant isolément importante et la plupart d'entre elles ne peuvent pas être prorogées au-delà du 31 décembre 2013.

[5] Pour répondre à nos besoins de trésorerie, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 1 250 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire qui arrive à échéance en juin 2017.

[6] Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève à 127 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. Le 27 avril 2012, notre notation financière la plus élevée a été abaissée, passant de « Aa » à « A ». Selon cette nouvelle notation financière, nous avons commencé à fournir un soutien prudentiel à la SIERE au moyen de lettres de crédit dont le montant est fondé sur les prévisions mensuelles de consommation d'électricité. Au 31 décembre 2012, nous avions fourni des lettres de crédit à la SIERE de 22 millions de dollars pour répondre aux exigences actuelles du soutien prudentiel. L'autre tranche de 1 million de dollars a trait à des lettres de crédit d'exploitation. Nous avons aussi offert un soutien prudentiel à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché de la SIERE, au moyen de garanties de la société mère selon un plafond de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties selon un plafond de 0,7 million de dollars.

Les montants figurant dans le tableau précédent au poste « Dette à long terme – remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans nos bilans consolidés et dans nos états consolidés des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement de notre état consolidé des résultats et du résultat étendu ou comme un coût inclus dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de nos états consolidés des résultats et du résultat étendu ou comme un coût inclus dans nos programmes d'immobilisations.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés incluent principalement nos produits tirés du transport reçus de la SIERE et nos achats d'électricité payés à la SIERE, laquelle est un apparenté de par son statut d'agence de notre actionnaire, la province. Les variations d'un exercice à l'autre de ces montants sont décrites plus en détail dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts liés aux achats d'électricité. Les autres opérations importantes entre apparentés comprennent le versement de dividendes à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et certains de nos impôts fonciers qui ont été payés ou qui sont à payer à la SFIEO. En janvier 2010, nous avons acheté 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province d'Ontario venant à échéance le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter nos facilités de crédit bancaires.

ANALYSE DE LA CONJONCTURE ÉCONOMIQUE

Incidence de la charge sur les produits

Notre charge, en fonction de conditions météorologiques normales, devrait légèrement diminuer en 2013 en raison des incidences de la CGD et de la production intégrée, partiellement contrebalancées par l'augmentation de la charge associée à la croissance économique dans tous les secteurs de l'économie en Ontario. Dans l'ensemble, la croissance de la charge attribuable à l'économie seulement devrait être d'environ 1,3 %, les secteurs commercial et industriel dépassant quelque peu le secteur résidentiel. Les incidences sur la charge de la CGD et de la production intégrée devraient être défavorables à la croissance de la charge à hauteur, respectivement, de 1,1 % et 0,3 %. Dans l'ensemble, notre charge devrait baisser d'environ 0,1 % en 2013. Nos besoins en matière de produits approuvés pour 2013 tiennent compte de la diminution prévue de la charge. Une réduction de la charge au-delà de la charge prévue comprise dans nos besoins en matière de produits approuvés aurait une incidence défavorable sur nos résultats financiers.

Incidence des taux d'intérêt

Les variations des taux d'intérêt influeront sur le calcul des besoins en matière de produits sur lesquels nos tarifs sont fondés. La première composante affectée par les taux d'intérêt est notre rendement des capitaux propres (le « RCP »). La formule d'ajustement approuvée par la CEO aux fins du calcul du RCP augmentera ou diminuera de 50 % de la variation entre la prévision actuelle relative au taux de rendement des obligations du Canada à long terme et le taux sans risque de 4,25 % et de 50 % de la variation de l'écart entre les taux des obligations à 30 ans des sociétés de services publics canadiennes notées « A » et le taux des obligations de référence du Canada à 30 ans, établi à 1,415 %. Toutes choses étant égales par ailleurs, nous estimons qu'une diminution de 1 % de la prévision du taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à long terme servant à calculer notre RCP réduirait les résultats d'exploitation des entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks d'environ respectivement 19 millions de dollars et 10 millions de dollars. À mesure que les taux d'intérêt diminuent, le risque d'une baisse de notre bénéfice net augmente. La deuxième composante de nos besoins en matière de produits qui serait affectée par les taux d'intérêt est le rendement de nos titres de créance. Tout écart entre les taux d'intérêt réels des nouvelles émissions de titres de créance et ceux approuvés aux fins du rendement par la CEO influerait sur nos résultats d'exploitation.

Coûts des intrants et prix des marchandises

Pour appuyer nos programmes de travaux continus, nous devons nous procurer des matériaux, des fournitures ainsi que des services. Pour gérer le total de nos coûts, nous concluons régulièrement des contrats de sécurité d'approvisionnement et visant des matériaux et des services stratégiques, des contrats cadres et des alliances avec des fournisseurs et nous gérons aussi un stock d'articles courants. De telles ententes couvrent des périodes précises et sont surveillées de près. Lorsque cela est à notre avantage, nous tissons des liens contractuels à long terme avec des fournisseurs afin d'optimiser le coût des produits et services et d'assurer la disponibilité et l'approvisionnement opportun des articles essentiels. En raison de nos méthodes d'approvisionnement stratégiques, nous ne prévoyons pas que la conjoncture économique aura des incidences défavorables sur nos entreprises pour ce qui est du caractère adéquat et du calendrier d'approvisionnement ainsi que du risque de crédit de nos contreparties. Par ailleurs, nous avons été en mesure de réaliser des économies grâce à nos projets d'approvisionnement stratégiques.

Financement par emprunt

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, après le versement des dividendes prévus, ne seront pas suffisantes pour financer nos dépenses en immobilisations, rembourser nos emprunts échus et répondre à nos autres besoins de trésorerie (se reporter à la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque – Risque lié au financement par emprunt »). Nous comptons sur le financement par emprunt obtenu au moyen de notre programme de billets à moyen terme et de notre programme de papier commercial. Notre programme de papier commercial est soutenu par un total de 1 500 millions de dollars en facilités de crédit au 31 décembre 2012, soit 1 250 millions de dollars au titre d'une ligne de crédit consentie par un consortium bancaire et 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province d'Ontario. En 2012, nous avons continué à contracter du financement par emprunt à coût raisonnable selon un montant suffisant dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme sur les marchés financiers canadiens et nous disposons de liquidités suffisantes. La conjoncture économique a été difficile en 2012, et nous prévoyons qu'elle le demeurera en 2013.

Régime de retraite

En 2012, nous avons cotisé environ 160 millions de dollars à notre régime de retraite et engagé 207 millions de dollars de coûts nets périodiques au titre des prestations. Une évaluation actuarielle déposée en mai 2012 et établie au 31 décembre 2011 n'a pas entraîné de changements importants de nos cotisations requises pour 2012 ni de nos coûts nets périodiques au titre des prestations pour 2012. Une évaluation actuarielle doit être déposée au moins tous les trois ans. À l'heure actuelle, nous estimons que nos cotisations annuelles au titre du régime de retraite totaliseront environ 160 millions de dollars en 2013 et 2014, en fonction du niveau projeté des gains ouvrant droit à pension et de l'évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2011. Les cotisations minimales futures au-delà de 2014 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie au plus tard le 31 décembre 2014. Notre régime de retraite a enregistré un rendement positif d'environ 9,19 % en 2012. Notre obligation au titre du régime de retraite dépend des taux d'intérêt. La baisse de 1 % du taux d'actualisation, soit de 5,25 % au 31 décembre 2011 à 4,25 % au 31 décembre 2012, a entraîné une hausse de l'obligation au titre du régime de retraite de 862 millions de dollars ainsi qu'une augmentation de l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi et au départ à la retraite de 241 millions de dollars. Aucun nouvel avantage n'a été introduit et, au cours des dernières années, les avantages ont été réduits aux termes de négociations avec certains de nos syndicats ainsi qu'avec nos représentants de la direction.

GESTION DES RISQUES ET FACTEURS DE RISQUE

Nous avons un programme de gestion des risques d'entreprise (la « GRE ») qui vise à équilibrer les risques commerciaux et les rendements. Une approche à l'échelle de l'entreprise permet de gérer les risques réglementaire, stratégique, opérationnel et financier et de les aligner avec nos buts stratégiques. Notre programme de GRE nous aide à mieux comprendre l'incertitude et son incidence potentielle sur nos buts stratégiques. Il établit les principes, processus et critères uniformes pour déterminer, examiner, évaluer, traiter, surveiller et communiquer les risques dans tous les secteurs d'activité. Il répond aux besoins de gouvernance d'entreprise de notre conseil d'administration et soutient les responsabilités de diligence raisonnable de la haute direction.

Bien que nous ayons pour principe directeur que la gestion des risques est la responsabilité de tous les employés, le conseil d'administration examine chaque année les divers seuils de tolérance de notre société ainsi que ses politiques, processus et responsabilités en matière de gestion des risques. Deux fois l'an, le conseil d'administration examine notre profil des risques, soit la liste des risques clés préparée par la haute direction, lesquels présentent la menace la plus grande pour l'atteinte de nos objectifs stratégiques. Le comité d'audit et des finances de notre conseil d'administration examine chaque année l'évolution de notre cadre de contrôle interne.

C'est à notre président et chef de la direction que revient la responsabilité ultime de la gestion des risques. Notre équipe de direction est responsable de la surveillance par la haute direction de notre portefeuille d'éléments à risque et de nos processus de gestion des risques. L'équipe de direction oriente l'évolution de ces processus et détermine les secteurs prioritaires pour l'évaluation des risques et la planification des mesures d'atténuation.

Notre chef de l'administration et chef des finances est responsable de s'assurer que le programme de gestion des risques est une partie intégrante de notre stratégie d'entreprise, de notre planification et de l'établissement de nos objectifs. Le chef de l'administration et chef des finances a la responsabilité particulière de s'assurer que des processus de gestion des risques d'entreprise sont établis, correctement documentés et maintenus par notre société.

Nos cadres supérieurs et gestionnaires hiérarchiques et fonctionnels sont responsables de gérer les risques selon l'étendue de leurs pouvoirs et de leurs responsabilités. Les décisions sur l'acceptation ou l'atténuation des risques sont prises conformément à divers seuils de tolérance de risques précisées par le chef de la filiale ou de la fonction.

Le chef de l'administration et chef des finances donne un soutien au comité d'audit et des finances de notre conseil d'administration, au président et chef de la direction, à l'équipe de haute direction et aux gestionnaires clés de notre société. Ce soutien consiste, entre autres, à développer des cadres, politiques et processus de gestion des risques, appliquer et promouvoir de nouvelles techniques, établir divers seuils de tolérance de risques, préparer des profils des risques d'entreprise annuels, maintenir d'un registre des principaux risques d'entreprise et faciliter les évaluations des risques à l'échelle de notre société. Notre personnel d'audit interne est responsable de procéder aux examens indépendants de l'efficacité des politiques, processus et systèmes de gestion des risques. À compter de 2013, notre conseil d'administration jouera un rôle accru dans notre structure de gouvernance. Chaque comité du conseil d'administration assumera la responsabilité d'examiner des risques précis de notre société.

Les éléments clés de notre programme de GRE nous permettent de déterminer, d'évaluer et de surveiller nos risques efficacement. Ils incluent une politique et un cadre de GRE qui communiquent notre ligne directrice et nos processus en matière de gestion des risques à l'échelle de notre société. Le rapport d'analyse des risques est l'un des documents de planification annuelle de chaque secteur d'activité. La détermination des risques fait aussi partie de chaque analyse de rentabilité à des fins des investissements. Enfin, certains secteurs d'activité, projets clés et profils, notamment en matière de relations avec la clientèle et de conformité à la réglementation, sont soumis à des évaluations de risques dont les variables aléatoires sont discrètes et font l'objet d'ateliers.

Afin d'assurer la cohérence de nos processus de détermination et de gestion des risques, nous utilisons une liste normalisée des sources des risques, soit notre univers des risques. Ces sources sont enregistrées dans une seule base de données qui constitue un référentiel cohérent pour la détermination et le classement des risques et qui sert de gisement pour nos évaluations des risques. Toutes les évaluations des risques qui sont faites dans notre société prennent leur source dans cet univers des risques. Nous utilisons aussi des critères d'évaluation des risques normalisés pour les risques, qui établissent les paramètres et la terminologie servant à évaluer et à communiquer les risques et qui aident à créer une base cohérente pour nos examens et évaluations des risques à l'échelle des secteurs d'activité. Les critères d'évaluation des risques comprennent divers seuils de tolérance de risques et des échelles normalisées qui ont été formellement établies pour évaluer la probabilité qu'un risque se concrétise ainsi que la force des contrôles en place pour les atténuer.

Propriété de la province

La province détient la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, elle a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président et elle peut influer sur nos principales décisions d'affaires et de régie interne. De concert avec la province, nous avons conclu une entente de principe relativement à certains aspects de la gouvernance de notre société. En vertu de cette entente, la province a déclaré, en septembre 2008, qu'elle retirait certains pouvoirs aux administrateurs de notre société en matière de délocalisation d'emplois aux termes de la convention d'impartition avec Inergi. Elle avait demandé, en 2009, à notre société, ainsi qu'à d'autres entités, de se conformer à certaines mesures de responsabilité concernant les contrats de consultation ainsi que les frais de déplacement, de repas et d'hébergement des employés. La province pourrait nous demander de respecter d'autres mesures de responsabilité ou faire d'autres déclarations semblables dans l'avenir et certaines d'entre elles pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités. Nos notes de crédit pourraient changer en fonction de celles de la province dans la mesure où les agences de notation lient les deux notations puisque Hydro One appartient à la province.

Des conflits d'intérêts entre nous et la province peuvent survenir en raison de l'obligation de la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grand nombre de questions, entre autres, la réglementation du secteur ontarien de l'électricité et des questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre société, y compris le dénouement éventuel découlant du rapport du Comité ontarien du secteur de la distribution, la propriété d'Ontario Power Generation Inc. par la province et le calcul du montant des dividendes ou des paiements en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre tout conflit potentiel avec la province selon des modalités qui nous conviennent, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes assujettis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos entreprises de transport et de distribution offrant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service sécuritaire et fiable au moment opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge et de consommation d'électricité. Si la charge ou la consommation réelle se révélait considérablement inférieure aux niveaux projetés, notre bénéfice net pour l'une ou l'autre de ces entreprises ou les deux pourrait être touché de manière importante. De plus, nos besoins en matière de produits pour ces entreprises sont, à l'heure actuelle, fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour contrebalancer les incidences financières défavorables des changements imprévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Notre charge pourrait aussi subir les incidences défavorables des programmes de CGD. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de produits découlant d'autres facteurs, comme les tendances économiques et les conditions météorologiques.

Nous prévoyons effectuer des investissements au cours des prochains exercices en vue de procéder au raccordement de nouveaux postes de production d'énergie renouvelable. De plus, il est toujours possible que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs, plus particulièrement si une nouvelle technologie est nécessaire pour soutenir la production d'énergie renouvelable et si des problèmes techniques imprévus pouvaient être décelés lors de la mise en œuvre des projets. Il existe un risque que la CEO ne nous autorise pas à recouvrer la totalité de ces investissements à l'avenir. Dans la mesure du possible, nous nous efforçons d'atténuer ce risque en nous assurant d'effectuer des dépenses prudentes, en demandant à l'organisme de réglementation de préciser clairement l'orientation des directives sur le partage des coûts ainsi que l'approbation préalable de nos dépenses en immobilisations.

Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou d'en limiter le recouvrement pourrait entraîner potentiellement une dépréciation des actifs et la constatation de charges dans nos résultats d'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

En Ontario, les règles du marché stipulent que nous devons respecter les normes de fiabilité établies par la North American Electric Reliability Corporation et le Northeast Power Coordinating Council Inc. Par conséquent, nous devrons nous conformer à la définition d'un réseau de production-transport d'électricité (« *bulk electric system* ») formulée par la Federal Energy Regulatory Commission, à moins d'obtenir une exemption qui permettra l'application d'une nouvelle définition de manière rentable. Nous demanderons à recouvrer les coûts engagés pour satisfaire à la définition à partir de nos tarifs; cependant, un refus de nous accorder une exemption aux fins du recouvrement des coûts pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons contracter des emprunts pour rembourser nos dettes existantes et financer une partie de nos dépenses en immobilisations. Une tranche substantielle de nos dettes existantes vient à échéance entre 2013 et 2016, dont 600 millions de dollars en 2013 et 750 millions de dollars en 2014. Nous prévoyons engager des dépenses en immobilisations d'environ 1,6 milliard de dollars en 2013 et 1,8 milliard de dollars en 2014. Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisantes pour rembourser nos dettes existantes ni financer nos dépenses en immobilisations. De nombreux facteurs, comme le cadre réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les notes attribuées à nos titres de créance par les agences de notation et la conjoncture économique générale pourraient avoir une incidence défavorable significative sur notre capacité d'obtenir du financement par emprunt suffisant et le négocier à un coût raisonnable. Notre défaut ou notre incapacité d'emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et exigences, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

Risque lié aux projets de transport

La quantité d'énergie pouvant être acheminée par nos réseaux de transport est limitée en raison des caractéristiques physiques des lignes de transport et des restrictions en matière d'exploitation. En Ontario, de raccordements nouveaux et prévus à des installations de production, y compris les raccordements aux installations de production d'énergie renouvelable découlant du Programme de TRG dans le cadre de la LEV, et la croissance de la charge ont augmenté si bien que certains tronçons de nos réseaux de transport et de distribution atteignent leur pleine capacité ou presque. Ces contraintes ou congestions limitent la capacité de notre réseau de transporter l'électricité de manière fiable à partir des nouvelles sources de production et de sources existantes (y compris au moyen d'interconnexions élargies avec les services publics voisins) aux grands centres de consommation ou de satisfaire aux charges accrues des abonnés. Par conséquent, nous avons commencé à investir dans l'accroissement de la capacité de transport et l'amélioration de la fiabilité des livraisons des sources de production existantes et de sources futures aux abonnés ontariens.

Dans de nombreux cas, ces investissements sont tributaires d'un ou de plusieurs processus ou approbations suivants : les approbations ou processus environnementaux, l'obtention des approbations de la CEO, notamment pour des expropriations, et les processus de consultation appropriés avec les Premières Nations et les Métis. L'obtention des approbations de la CEO ou des évaluations environnementales et le déroulement de ces processus dépendent aussi de l'opposition aux investissements de transport dans les lieux proposés, ce qui pourrait influer défavorablement sur la fiabilité du transport ou la qualité de notre service et, par conséquent, avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

Par suite de l'application du processus concurrentiel de planification du développement de projets de transport de la CEO, le 26 août 2010, en l'absence de directive gouvernementale, tous les transporteurs intéressés devront déposer une soumission auprès de la CEO relativement aux installations de raccordement et aux projets d'amélioration du réseau désignés. Auparavant, nous aurions obtenu ces projets aux termes de nos demandes de tarifs et de permis de construction en vertu de l'article 92. L'augmentation de la concurrence dans le secteur du transport pourrait avoir une incidence sur notre programme de travaux futurs et sur notre capacité d'élargir l'empreinte de notre réseau de transport actuel. De plus, seuls les coûts de soumission du proposant sélectionné sont recouvrables. Cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

État des actifs

Nous surveillons continuellement l'état de nos actifs et nous les entretenons, remettons en état ou remplaçons afin de maintenir le rendement des équipements et de fournir une qualité de service fiable. Nos programmes de dépenses en immobilisations ont été accrus pour maintenir le rendement de nos actifs vieillissants. La réalisation de ces programmes dépend partiellement de facteurs externes, comme la planification des interruptions avec la SIERE et les abonnés branchés à notre réseau de transport, l'approbation du financement par la CEO et la disponibilité de la chaîne d'approvisionnement concernant les fournisseurs d'équipements et de services de consultation. De plus, les occasions de mettre des équipements hors service pour effectuer des travaux de construction et d'entretien deviennent de plus en plus limitées en raison des priorités accordées à la clientèle et aux producteurs.

Des ajustements pour ces dépendances externes ont été apportés à notre processus de planification et nous sommes prêts à relever ces défis pour réaliser nos programmes de travaux. Cependant, si nous ne pouvons pas réaliser ces programmes au moment opportun et de manière optimale, le rendement des équipements se détériorera, ce qui peut compromettre la fiabilité du réseau provincial, nuire à notre capacité à livrer suffisamment d'électricité ou d'assurer la sécurité de l'approvisionnement des abonnés et accroître les charges d'exploitation et d'entretien de ces actifs. Cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

Risque lié aux caractéristiques démographiques de la main-d'œuvre

À la clôture de 2012, environ 18 % de nos employés étaient admissibles à la retraite, et ce pourcentage pourrait atteindre 20 % en 2013. Par conséquent, notre réussite dépend de notre capacité d'attirer et de fidéliser suffisamment d'employés compétents pour remplacer ceux qui partiront à la retraite. Il s'agira d'un défi de taille puisque nous prévoyons une vive concurrence sur le marché de la main-d'œuvre qualifiée dans notre secteur pour les années à venir. De plus, un grand nombre de nos employés possèdent une expérience et des compétences qui seront aussi très recherchées par d'autres entités tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du secteur de l'électricité. Par conséquent, nous devons identifier plus tôt et perfectionner plus rapidement le personnel démontrant des aptitudes en gestion. Par ailleurs, nous devons continuer à améliorer nos programmes de formation technique et d'apprentissage ainsi que nos plans de relève afin de pouvoir répondre avec succès à nos besoins futurs en personnel d'exploitation. Notre incapacité à recruter et à fidéliser du personnel compétent pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre entreprise.

Risque lié à l'environnement

Notre système de gestion des questions de santé, de sécurité et d'environnement est conçu pour nous assurer que les dangers et risques sont détectés et évalués, et que des contrôles sont appliqués afin d'atténuer les risques importants. Ce système comprend un comité de direction de notre conseil d'administration qui a la gouvernance à l'égard des questions environnementales. Compte tenu du territoire couvert par notre réseau et de la quantité d'équipements que nous détenons, nous ne pouvons cependant pas garantir que tous ces risques seront décelés et atténués sans que cela entraîne des coûts et des dépenses importants pour notre société. Ce qui suit décrit certaines questions pouvant influer fortement sur nos activités.

Nous sommes assujettis au Canada à une importante réglementation fédérale, provinciale et municipale en matière d'environnement. Un défaut de conformité pourrait nous exposer à des amendes et d'autres pénalités. De plus, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres pourraient donner lieu à des revendications de tiers ou à des ordonnances gouvernementales nous obligeant à prendre des mesures

précises, comme la tenue d'une enquête et le contrôle ou la correction des effets de ces substances. Nous participons actuellement à un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et centres de service. Ce programme comprend le repérage systématique de toute contamination dans ces installations ou provenant de celles-ci et, au besoin, le développement de plans de correction pour notre société et les propriétés privées adjacentes. Toute contamination de nos propriétés pourrait limiter notre capacité à les vendre dans l'avenir.

Nous constatons un passif fondé sur notre meilleure estimation de la valeur actualisée des dépenses futures nécessaires pour se conformer aux exigences de la réglementation d'Environnement Canada portant sur les BPC et de la valeur actualisée des dépenses futures pour réaliser notre programme d'évaluation et de remise en état des terrains. Les dépenses futures requises pour nous dégager de notre obligation au titre des BPC devraient être engagées sur la période se terminant en 2025, alors que nos dépenses liées à notre programme d'évaluation et de remise en état des terrains devraient l'être sur la période se terminant en 2020. Les dépenses environnementales futures réelles pourraient différer considérablement des estimations ayant servi au calcul des passifs environnementaux paraissant dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

En vertu des règlements applicables, nous prévoyons engager des dépenses futures pour repérer, enlever et éliminer les matériaux contenant de l'amiante présents dans certaines de nos installations. Nous constatons une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives. Les estimations sont fondées sur l'étude d'un expert externe relative aux dépenses actuelles associées au désamiantage de nos installations. Les dépenses futures réelles pourraient différer sensiblement des estimations utilisées pour établir le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations.

Il y a aussi le risque associé à l'obtention des approbations et permis gouvernementaux et au renouvellement des approbations et permis existants pour la construction ou l'exploitation d'installations. Cela pourrait nécessiter une évaluation environnementale ou entraîner l'imposition de conditions ou les deux et ainsi causer des retards et des hausses des coûts.

Nous prévoyons que toutes nos dépenses environnementales futures continueront d'être recouvrables au moyen des tarifs d'électricité futurs. Cependant, toute décision réglementaire future de rejeter ou de limiter le recouvrement de ces coûts pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

Les scientifiques et les spécialistes en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. Si on concluait que les champs électriques et magnétiques présentent un risque pour la santé ou que les gouvernements décidaient d'appliquer des limites d'exposition, nous pourrions faire face à des litiges, être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses, comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou éprouver des difficultés à trouver des emplacements où construire de nouvelles installations. Chacun de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux conditions météorologiques difficiles, aux catastrophes naturelles, aux événements d'origine humaine, y compris des cyberattaques et attaques physiques de type terroriste, et, potentiellement, aux événements catastrophiques, comme un accident ou incident majeur à l'installation d'un tiers (une centrale électrique, par exemple) à laquelle nos actifs de transport ou de distribution sont raccordés. Bien que leur construction, leur exploitation et leur entretien soient conformes aux normes sectorielles, nos installations pourraient ne pas résister à de telles éventualités en toute circonstance. Nous n'avons pas de couverture d'assurance contre les dommages causés à nos fils, poteaux et pylônes de transport et de distribution situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution dans ces circonstances. Les pertes des produits d'exploitation et les coûts des réparations pourraient être substantiels, surtout en ce qui concerne un grand nombre de nos installations situées dans des régions éloignées. Nous pourrions aussi être visés par des poursuites en dommages-intérêts causés par notre défaut de transporter ou de distribuer de l'électricité. Notre risque est partiellement atténué du fait que notre réseau de transport est conçu et exploité pour pouvoir résister à la perte de tout élément important et inclut des équipements redondants, ce qui nous offre d'autres moyens pour livrer de grandes quantités d'électricité. Advenant une importante perte non assurée, nous présenterions une demande à la CEO pour la recouvrer; cependant, rien ne garantit que la CEO approuverait notre demande, en totalité ou en partie, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre bénéfice net.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité d'exercer nos activités de manière efficiente sur le marché ontarien de l'électricité dépend en partie de notre développement, de notre maintien et de notre gestion de systèmes de TI complexes qui sont utilisés pour faire fonctionner nos installations de transport et de distribution, nos systèmes financiers et de facturation et nos systèmes d'entreprise. Notre dépendance croissante à l'égard de nos systèmes d'information et l'élargissement des réseaux de données augmentent notre exposition aux menaces à la sécurité de l'information. Nous atténuons ce risque au moyen de diverses méthodes, notamment l'utilisation d'outils de gestion des incidents compromettant la sécurité de nos systèmes de production et d'entreprise, en séparant notre réseau des systèmes de production et notre réseau des systèmes d'entreprise, en effectuant des analyses de nos systèmes pour découvrir les cybermenaces connues et en sensibilisant notre personnel à l'échelle de la société à la formation. Nous faisons également appel à des experts externes pour évaluer la sécurité de notre infrastructure de TI et de nos contrôles. Nous procédons à des évaluations de la vulnérabilité de nos cyberactifs essentiels et nous veillons à ce que des contrôles de sécurité et de protection de la confidentialité soient intégrés aux nouveaux systèmes de TI. Bien que ces contrôles de sécurité et de reprise des systèmes en cas de sinistre soient en place, rien ne garantit qu'il n'y aura pas de défaillance de ces systèmes ou d'infractions à la sécurité. Le cas échéant, nos efforts passeraient de la prévention à l'isolation, à la correction et au recouvrement jusqu'à ce que l'incident ait été entièrement maîtrisé. Toute défaillance de ces systèmes ou toute infraction à la sécurité pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société.

Nous procédons actuellement au remplacement échelonné planifié des principaux systèmes de technologie de l'information d'entreprise. La dernière phase de ce projet est en cours et concerne le remplacement de notre système existant de facturation et de service à la clientèle par un nouveau SIC. Un projet de cette ampleur et de cette complexité expose la société au risque que le nouveau système mis en place connaisse des problèmes de rendement ou génère des erreurs de calcul. Tout problème de cette nature pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société. Pour atténuer ce risque, des essais approfondis sont réalisés et les utilisateurs suivent une formation. Les essais portent sur le rendement, l'intégration du système, la facturation en parallèle (en comparant le calcul des factures par l'ancien système avec celui du nouveau) et l'état de préparation des opérations et de l'entreprise. Puisque ce système touche directement nos utilisateurs finals, des critères de sortie rigoureux doivent être satisfaits avant que le système ne soit mis en service.

Risque lié au régime de retraite

Nous avons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées couvrant la majorité de nos employés. Les cotisations versées au régime de retraite sont fondées sur des évaluations actuarielles qui sont déposées auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario au moins tous les trois ans. L'évaluation la plus récente a été établie au 31 décembre 2011 et déposée en mai 2012. Notre société a versé des cotisations de 148 millions de dollars pour 2011 et d'environ 160 millions de dollars pour 2012 à son régime de retraite pour répondre aux exigences minimales de capitalisation. Une cotisation additionnelle de 3,8 millions de dollars a été faite en 2011 pour financer une liquidation partielle du régime. Les cotisations au-delà de 2012 dépendront des rendements des placements, des changements des prestations et des hypothèses actuarielles et elles pourraient inclure d'autres cotisations volontaires de temps à autre. Néanmoins, les cotisations futures devraient être importantes. Si la CEO déterminait que certaines de nos charges de retraite ne sont pas recouvrables auprès des abonnés, cela pourrait avoir une incidence défavorable significative sur notre société, de même que ce risque pourrait s'accroître si le montant des cotisations requises augmentait.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché renvoie principalement au risque de perte qui pourrait découler des variations des prix des marchandises, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque lié aux prix des marchandises. Nous avons un risque de change puisque nous concluons des contrats d'achat de matériaux et d'équipements pour nos programmes et projets d'immobilisations que sont réglés en devises. Ce risque de change est négligeable. Nous pourrions dans l'avenir décider d'émettre des titres de créance libellés en devises que nous devrions couvrir en dollars canadiens conformément à la politique de gestion des risques de notre société. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt puisque notre taux de rendement réglementé est établi selon une approche fondée sur des formules. La formule d'ajustement approuvée par la CEO pour calculer le RCP augmentera ou diminuera de 50 % de la variation entre la prévision courante du rendement à long terme des obligations du gouvernement du Canada et le taux sans risque établi à 4,25 % et de 50 % de la variation de l'écart entre le taux des obligations à 30 ans de sociétés canadiennes de services publics notées « A » et le rendement des obligations de référence à 30 ans du gouvernement du Canada établi à 1,415 %. Nous estimons qu'une diminution de 1 % du taux de rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada, qui sert à déterminer notre taux de rendement des capitaux propres, réduirait le bénéfice net de notre entreprise de transport d'environ 19 millions de dollars et celui de notre entreprise de distribution Hydro One Networks de quelque 10 millions de dollars. Notre bénéfice net est défavorablement affecté par les hausses des taux d'intérêt puisque notre dette à long terme qui vient à échéance est refinancée aux taux du marché. Nous utilisons périodiquement des swaps de taux d'intérêt pour atténuer les éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne s'acquitte pas de son obligation, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés créent un risque de crédit en raison du risque de défaut d'une contrepartie. Nous surveillons et minimisons le risque de crédit au moyen de diverses techniques, notamment en faisant affaire avec des contreparties dont les notes de crédit sont élevées, en limitant l'exposition totale à des contreparties individuelles, en concluant des conventions cadres permettant un règlement net et en surveillant la situation financière des contreparties. Nous ne négocions pas de dérivés sur l'énergie. Cependant, nous avons des swaps de taux d'intérêt en vigueur de temps à autre. À l'heure actuelle, il n'existe aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard de toute classe d'actifs financiers. Nous devons fournir de l'électricité au nom de détaillants concurrents et de SLD intégrées aux fins de revente à leurs abonnés. Les concentrations du risque de crédit en découlant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrés à nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO. Le défaut de gérer correctement ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux relations de travail

La vaste majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique (le « PWU ») ou la Society of Energy Professionals (la « SEP »). Depuis ces dernières années, des efforts considérables ont été déployés afin d'accroître notre souplesse pour exercer nos activités de manière plus efficace sur le plan des coûts. Même si nous avons obtenu davantage de souplesse aux termes de nos conventions collectives, notamment une réduction des prestations de retraite pour le personnel de la société embauché après novembre 2005, similaire à une réduction antérieure visant le personnel de gestion, nous ne serons peut-être pas en mesure d'obtenir d'autres améliorations. La convention collective actuelle du PWU arrivera à échéance le 31 mars 2013 et celle de la SEP, le 31 mars 2013. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. De plus, en cas de conflit de travail, nous pourrions être exposés à un risque opérationnel découlant de la conformité continue aux exigences relatives à nos permis concernant la prestation des services aux abonnés. Chacun de ces facteurs pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre société.

Risque lié aux revendications des Premières Nations et des Métis

Certaines de nos lignes de transport et de distribution, existantes ou proposées, traversent des terres qui font l'objet de revendications autochtones ou juridiques d'autre nature de la part des Premières Nations et des Métis ou de traités avec ceux ci. Même si nous avons mené, au cours des années récentes, des négociations et consultations fructueuses avec les Premières Nations et les Métis en Ontario, quelques collectivités ou leurs citoyens ont exprimé une volonté croissante de faire valoir leurs revendications auprès des tribunaux ou au moyen de mesures directes, ce qui peut influer sur les activités commerciales. Par conséquent, il en découle de l'incertitude concernant les activités commerciales et la planification de projets, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

Risque lié au transfert d'actifs situés dans des réserves

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles nous avons acheté certaines entreprises de Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas transféré le titre de propriété de certains actifs situés dans des réserves. À l'heure actuelle, la SFIEO détient le titre de propriété de ces actifs et nous gérons ces derniers jusqu'à ce que nous ayons obtenu les autorisations nécessaires aux fins de transfert complet du titre. Pour exercer nos activités dans les réserves, nous devons avoir des permis valides délivrés par Sa Majesté la Reine du chef du Canada. Pour chaque permis, nous devons négocier une entente (qui prend la forme d'un protocole d'entente) avec la Première Nation concernée, la SFIEO et tout membre de la Première Nation possédant des droits d'occupation. L'entente inclut des dispositions aux termes desquelles la Première Nation consent à ce que le ministère fédéral des Affaires autochtones et du Développement du Nord délivre un permis. Il est difficile de prédire le montant total que nous pouvons avoir à payer, chaque année ou une seule fois, pour conclure les ententes requises avec les Premières Nations. Cependant, nous prévoyons que le montant dépassera celui d'environ 943 000 $ payé en 2012. La SFIEO continuera à détenir ces actifs jusqu'à ce que nous ayons négocié des ententes avec les Premières Nations et les occupants. Si nous ne parvenons pas à conclure des ententes satisfaisantes ni à obtenir les permis fédéraux, nous pourrions avoir à réinstaller ces actifs dans d'autres endroits à un coût qui pourrait être substantiel. Pour un nombre limité de cas, il pourrait être nécessaire d'abandonner une ligne et de la remplacer par des installations de production à moteur diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence défavorable significative sur notre bénéfice net si nous ne sommes pas en mesure de les recouvrer au moyen d'ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à la convention d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction des charges d'exploitation, nous avons modifié et prorogé notre convention d'impartition de services avec Inergi, laquelle sera effectivement en vigueur jusqu'au 28 février 2015. Si la convention avec Inergi était résiliée, peu importe la raison, nous pourrions avoir à engager des charges importantes pour passer à un autre fournisseur, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière ou nos abonnés potentiels.

Risque lié à la propriété provinciale des corridors de transport

Conformément à la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs*, la province a acquis la propriété des terrains de nos corridors de transport qui sous-tendent notre réseau de transport. Bien que nous ayons le droit prévu par la loi d'utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. De plus, d'autres utilisations des corridors de transport par des tiers parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient faire augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre société.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

La préparation de nos états financiers consolidés exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations correspondantes concernant les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture courante et diverses autres hypothèses que nous considérons comme étant raisonnables dans les circonstances, dont les résultats forment la base sur laquelle s'appuient les jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements selon des hypothèses ou une conjoncture différentes.

Nous pensons que les estimations comptables critiques qui suivent constituent les estimations et jugements les plus importants pour la préparation de nos états financiers consolidés :

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2012, les actifs réglementaires s'élevaient à 3 127 millions de dollars et se rapportaient principalement aux montants réglementaires compensatoires pour les charges de retraite, les impôts sur le bénéfice différés, les prestations postérieures au départ à la retraite et à l'emploi et les passifs environnementaux, lesquels devraient être recouvrés à même les tarifs au fil du temps. Nous avons également inscrit des passifs réglementaires qui s'établissaient à 221 millions de dollars au 31 décembre 2012. Ces montants ont principalement trait aux comptes d'écart et de report de la CEO. Ces actifs et passifs peuvent être considérés aux fins de tarification et de présentation de l'information financière seulement si les montants pertinents ont été approuvés pour inclusion dans le processus de tarification par la CEO ou si cette approbation est jugée comme étant probable par la direction. Si la direction juge qu'il n'est plus probable que la CEO tienne compte d'un élément réglementaire pour l'établissement des tarifs futurs, l'actif ou le passif réglementaire pertinent serait débité ou crédité aux résultats d'exploitation de la période dans laquelle ce jugement est posé.

Passifs environnementaux

Nous constatons des passifs et les actifs réglementaires connexes selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives devant être effectuées pour satisfaire aux obligations liées à la contamination environnementale dont la responsabilité nous incombe depuis notre scission d'Ontario Hydro en 1999. Ces passifs sont classés dans deux principales catégories : la gestion des actifs contaminés par des huiles minérales chargées de BPC et l'évaluation et la remise en état des terrains contaminés. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, nous estimons le coût actuel des travaux d'atténuation et nous posons des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées afin d'obtenir des informations à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique de 2 % est utilisé pour traduire les estimations du coût actuel en dépenses futures estimatives. Les dépenses futures estimatives au titre de l'évaluation et de la remise en état devraient être engagées sur la période se terminant en 2020 et sont actualisées à des taux variant de 3,57 % à 4,87 %, selon le taux approprié pour la période durant laquelle l'obligation en cause est constatée. Conformément aux exigences de la réglementation d'Environnement Canada portant sur les BPC, les dépenses futures estimatives relatives à la remise en état des terrains contaminés par les BPC devraient être engagées sur la période se terminant en 2025 et sont actualisées à des taux variant de 5,14 % à 6,25 %, selon le taux approprié pour la période durant laquelle l'obligation en cause est constatée.

La comptabilisation d'un passif relatif à de telles dépenses futures à long terme exige que plusieurs autres hypothèses soient posées, notamment à l'égard du nombre de terrains contaminés et de la mesure dans laquelle ils le sont, le nombre d'actifs à inspecter, à soumettre à des tests et où des dommages doivent être atténués, les volumes d'huiles, le degré de contamination des équipements par les BPC et le calendrier des travaux. Tous les facteurs utilisés pour établir nos passifs environnementaux sont fondés sur les meilleures estimations de la direction, en fonction de notre approche planifiée visant à satisfaire aux exigences réglementaires et législatives en vigueur. Ces exigences incluent la réglementation d'Environnement Canada portant sur la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Cependant, il est raisonnablement possible que les nombres ou les volumes des actifs contaminés, les estimations du coût actuel, les estimations relatives à l'inflation et l'évolution réelle des flux de trésorerie futurs annuels diffèrent considérablement de nos hypothèses courantes. Les passifs environnementaux estimatifs sont examinés chaque année ou plus souvent si des changements importants sont apportés à la réglementation ou si d'autres événements pertinents surviennent. Les changements apportés à la réglementation sont pris en considération lorsqu'ils sont promulgués. Les changements des estimations sont appliqués prospectivement.

Avantages sociaux futurs

Nous offrons des avantages sociaux futurs aux employés actuels et aux retraités, notamment un régime de retraite, un régime collectif d'assurance-vie, un régime d'assurance-maladie et un régime d'assurance-invalidité de longue durée.

Conformément à nos ordonnances tarifaires, nous constatons les charges de retraite au moment où les cotisations de l'employeur sont versées à la caisse de retraite en vertu de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Nos cotisations de retraite annuelles pour 2012 ont été d'environ 160 millions de dollars, en fonction d'une évaluation actuarielle établie au 31 décembre 2011. Les cotisations après 2014 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie effectivement au plus tard le 31 décembre 2014 et dépendront des rendements des placements, des changements des prestations et des hypothèses actuarielles. Les charges de retraite sont également présentées dans les notes afférentes aux états financiers consolidés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Le taux d'actualisation, qui sert à calculer l'obligation au titre des prestations constituées, selon la méthode de la comptabilité d'exercice, et qui est calculé différemment du taux qui serait utilisé pour déterminer les exigences de capitalisation, est établi à chaque date de clôture d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées « AA », dont la durée correspond à celle du régime d'avantages sociaux futurs concerné. Le taux d'actualisation au 31 décembre 2012 a baissé à 4,25 %, contre 5,25 % au 31 décembre 2011, conjointement avec les baisses des rendements des obligations pendant cette période. La baisse du taux d'actualisation a entraîné une augmentation correspondante des passifs à des fins comptables. Nous constatons également les charges liées aux avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses reflétant les meilleures estimations de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction en tenant compte des recommandations de nos actuaires. Aucun changement n'a été apporté aux avantages liés aux salariés.

Le rendement présumé des actifs de la caisse de retraite, soit 6,25 % par année, est fondé sur les attentes à l'égard des taux de rendement à long terme à l'ouverture de l'exercice et reflète une composition des actifs de la caisse de retraite conforme à la politique d'investissement de la caisse de retraite. Pendant l'exercice considéré, la composition ciblée des actifs de la caisse de retraite était de 60 % en actions, de 35 % en titres à revenu fixe et de 5 % en autres actifs composés de biens immobiliers et d'infrastructures. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices des marchés boursiers et des indices des bons du Trésor et des obligations à long terme canadiens et américains publiés. Le taux de rendement présumé des actifs de la caisse de retraite reflète nos attentes à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable car, étant donné l'approche d'investissement équilibrée de la caisse, la volatilité supérieure des rendements des placements en actions est censée être contrebalancée par la plus grande stabilité des rendements des placements à revenu fixe et à court terme. Le résultat net à long terme est un rendement quelque peu inférieur à ce qu'il aurait été en investissant seulement dans des actions. À court terme, la caisse pourrait enregistrer des rendements réels exceptionnels. En 2012, le rendement des actifs de la caisse de retraite, établi à 9,19 %, a été supérieur à cette hypothèse à long terme et plus élevé qu'en 2011.

Les taux de rendement des obligations de sociétés notées « AA » ont diminué approximativement de 80 à 100 points de base entre les 31 décembre 2011 et 2012. Selon la durée des passifs du régime, les taux d'actualisation seraient de 4,25 % par année dans le cas du régime de retraite, du régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite et du régime d'avantages postérieurs à l'emploi. Le taux d'actualisation global appliqué à tous les régimes aux fins de la comptabilisation des passifs au 31 décembre 2012 a été de 4,25 %.

De plus, selon les écarts entre les obligations à long terme à taux nominal du gouvernement du Canada et ses obligations à rendement réel, le taux d'inflation implicite a diminué, passant de 2,0 % par année au 31 décembre 2011 à environ 1,90 % par année au 31 décembre 2012.

Puisque la Banque du Canada s'est engagée à maintenir le taux d'inflation à long terme entre 1,00 % et 3,00 %, la direction est d'avis qu'il est raisonnable d'utiliser le taux implicite actuel comme hypothèse à long terme et elle a donc utilisé un taux d'inflation de 2,0 % par année aux fins d'évaluation des passifs au 31 décembre 2012.

Les charges liées aux avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite sont calculées à l'ouverture de l'exercice. Les charges sont fondées sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'inflation du coût des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût tendanciel des soins de santé donnerait lieu à une augmentation annuelle du coût des prestations et des intérêts débiteurs d'environ 17 millions de dollars et à un accroissement de l'obligation à la clôture de l'exercice d'environ 246 millions de dollars.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les charges de main-d'œuvre, lesquelles sont imputées aux résultats d'exploitation ou capitalisées à titre de coût des immobilisations corporelles et incorporelles. Les changements des hypothèses influeront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles et incorporelles pendant les exercices futurs.

Dépréciation d'actifs

Pour nos entreprises réglementées, les coûts de possession de nos autres actifs sont recouvrés au moyen de nos besoins en matière de produits et sont inclus dans la base tarifaire s'ils génèrent un rendement. De tels actifs devraient être soumis à un test de dépréciation seulement si la CEO en a refusé le recouvrement ou si son refus est jugé probable. Nous surveillons périodiquement les actifs de notre secteur des télécommunications non réglementé afin de déceler tout indice de dépréciation. Aucune dépréciation d'actifs n'a été constatée jusqu'à maintenant dans l'ensemble de nos entreprises.

TRANSITION AUX PCGR DES ÉTATS-UNIS

Référentiel comptable pour la présentation de l'information financière

En 2011, la CVMO et notre conseil d'administration ont approuvé notre demande en vue d'adopter les PCGR des États-Unis comme référentiel pour la comptabilité, la présentation de l'information financière et le dépôt des documents d'information continue, sans s'inscrire auprès de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, pour nos exercices 2012, 2013 et 2014. Par conséquent, nos états financiers consolidés et les notes y afférentes au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date ont été préparés conformément aux PCGR des États-Unis. Les présents états financiers sont nos premiers états financiers consolidés annuels à avoir été préparés selon les PCGR des États-Unis. Nos premiers états financiers consolidés intermédiaires non audités conformes aux PCGR des États-Unis ont été préparés au 31 mars 2012 et pour le trimestre clos à cette date.

Les états financiers consolidés de notre société ont été préparés conformément à la partie V du *Manuel de l'ICCA* (Institut Canadien des Comptables Agréés) jusqu'au 31 décembre 2011. Les PCGR du Canada diffèrent à certains égards des PCGR des États-Unis, tel qu'il est détaillé dans les rapprochements avec les PCGR des États-Unis présentés à la note 24 afférente aux états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date. Les incidences de la transition des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis sur notre situation financière, notre rendement financier et nos flux de trésorerie au 31 décembre 2011 et pour l'exercice clos à cette date sont également décrites à la note 24 afférente à nos états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date. Les conventions comptables présentées dans les états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2012 et pour l'exercice clos à cette date ont été appliquées de la même manière pour toutes les périodes présentées. Les chiffres correspondants de 2011 ont été retraités de manière rétrospective au 1er janvier 2011 pour refléter notre adoption des PCGR des États-Unis.

Référentiel comptable pour la tarification

Conformément à la décision de la CVMO d'approuver notre adoption des PCGR des États-Unis, deux de nos filiales, soit Hydro One Networks et Hydro One Remote Communities, ont demandé à la CEO d'approuver l'adoption des PCGR des États-Unis comme référentiel pour la tarification future ainsi que la comptabilité et la présentation de l'information financière conformément à la réglementation, au lieu des IFRS modifiées selon la CEO. La CEO a approuvé la demande de Hydro One Networks visant l'adoption des PCGR des États-Unis pour ses entreprises de transport et de distribution réglementées et elle a approuvé la demande de Hydro One Remote Communities concernant l'adoption des PCGR des États-Unis en tant que référentiel approuvé pour la tarification à compter du 1er janvier 2012 dans chaque cas. Nous n'avons pas déposé de demande relativement à l'adoption des PCGR des États-Unis aux fins de tarification au nom de notre filiale Hydro One Brampton Networks. Notre filiale Hydro One Brampton Networks a reporté son adoption des IFRS modifiées jusqu'à l'exercice ouvert le 1er janvier 2014, tel qu'il est permis par le Conseil des normes comptables du Canada. Pour le moment, Hydro One Brampton Networks continuera de voir sa tarification établie selon la partie V du *Manuel de l'ICCA* jusqu'à ce qu'elle commence à présenter son information selon les IFRS modifiées.

Clauses restrictives à l'égard de la dette
Aucune de nos clauses restrictives à l'égard de la dette n'a été affectée par notre transition aux PCGR des États-Unis.

Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles et procédures de communication de l'information
Notre transition aux PCGR des États-Unis n'a pas entraîné de modification importante de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière et de nos contrôles et procédures de communication de l'information.

Compétence en matière de présentation de l'information financière
Compte tenu des ressemblances entre les PCGR des États-Unis et ceux du Canada pour notre société, la transition aux PCGR des États-Unis n'a pas eu d'incidence importante sur la compétence en matière de présentation de l'information financière. Nos activités de formation sur les PCGR des États-Unis ont été axées sur les différences précises entre les deux référentiels comptables et ont visé expressément les employés concernés des finances, les membres de la haute direction ainsi que les membres du comité d'audit et des finances de notre conseil d'administration. Nous continuons d'offrir de la formation aux autres membres du personnel des finances et de l'exploitation en mettant l'accent sur les différences clés entre les PCGR des États-Unis et ceux du Canada concernant les sujets appropriés pour répondre à leurs besoins respectifs. En 2013, la formation sur les PCGR des États-Unis demeurera axée sur les développements en matière de comptabilité et de présentation de l'information ainsi que sur les problèmes nouveaux.

Systèmes d'information
Compte tenu des ressemblances entre les PCGR des États-Unis et ceux du Canada, la transition aux PCGR des États-Unis n'a pas eu d'incidence importante sur nos systèmes d'information.

IFRS

Avant notre adoption des PCGR des États-Unis comme référentiel pour la comptabilité, la présentation de l'information financière et le dépôt des documents d'information continue, nous avions planifié d'adopter les IFRS à compter du 1er janvier 2012 et de présenter des résultats retraités pour 2011. Par conséquent, au milieu de 2011, nous avions réalisé en grande partie le projet de transition aux IFRS comprenant quatre phases, soit le diagnostic, la conception et la planification, l'élaboration de solutions et la mise en œuvre. Notre projet de transition aux IFRS incluait notamment une évaluation détaillée des incidences des IFRS sur nos états financiers, un examen et une mise à niveau de nos systèmes d'information pour répondre aux exigences des IFRS, une évaluation de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière et de nos contrôles de communication de l'information financière ainsi que la formation de notre personnel clé des finances et de l'exploitation.

En raison de notre décision prise en 2011 d'adopter les PCGR des États-Unis, notre projet de transition aux IFRS a été effectivement suspendu. Cependant, nos travaux sur la transition aux IFRS ont été et continueront d'être gérés de manière à pouvoir relancer efficacement le projet si nous devons passer aux IFRS dans l'avenir. Nous continuons à surveiller les principaux développements en comptabilité découlant des mesures de l'organisme de normalisation internationale, plus particulièrement parce que plusieurs grands projets sont réalisés conjointement avec le Financial Accounting Standards Board des États-Unis.

La formation de notre personnel clé des finances et de l'exploitation a débuté en 2007 et se poursuit de manière moins importante, mais sur une base continue, puisque nous avons certaines filiales qui sont tenues de préparer leurs propres états financiers individuels conformément aux IFRS. Les membres de notre comité d'audit et des finances ou de la haute direction ont déjà reçu de la formation sur les IFRS. En 2013, nous continuerons à surveiller les développements en comptabilité et en présentation de l'information conformément aux IFRS et les problèmes nouveaux et nous fournirons de la formation sur les IFRS au personnel concerné au besoin.

La société doit se conformer aux clauses restrictives financières qui sont généralement imposées à l'égard de la dette à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives à l'égard de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage de notre structure du capital totale. Selon l'issue de diverses mesures de normalisation internationale, comme le projet visant la comptabilité des activités à tarifs réglementés de l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), une adoption future potentielle des IFRS pourrait influer sur notre situation financière et accroître la volatilité de nos résultats d'exploitation, ce qui aurait des incidences sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette. Nous continuons à surveiller les incidences potentielles qu'une transition aux IFRS aurait selon divers scénarios.

Dans le cadre d'un projet d'amélioration des systèmes d'information à l'échelle de la société, un grand nombre de nos principaux systèmes financiers ont été remplacés en 2008 et 2009. Nos nouveaux systèmes financiers ont été conçus de manière à offrir une souplesse maximale en raison des incertitudes entourant l'issue de certains projets marquants de l'IASB. Nos systèmes financiers nous offrent l'habileté et la capacité requises pour appliquer les processus de comptabilité et de présentation de l'information financière actuellement conformes aux IFRS si cela s'avérait nécessaire dans l'avenir.

CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Pour optimiser le fonctionnement du service à la clientèle, nous avons amorcé la dernière phase principale de notre projet de système d'information planifié à l'échelle de l'entreprise sur SAP en commençant le projet du SIC. Ce nouveau système accroîtra la productivité en remplaçant de nombreuses anciennes applications actuellement utilisées pour la prestation des services à nos abonnés de distribution et les principales composantes concernant la facturation, les communications avec les abonnés, les services sur le terrain, les règlements et l'administration des choix des abonnés. Maintenant que la phase de conception est terminée, le projet du SIC est arrivé à la phase d'intégration du système. Les contrôles internes ont été documentés et seront testés pour déterminer s'ils sont adéquats et efficaces et toute mesure de correction sera terminée avant la date d'entrée en service en 2013. En plus des avantages tirés de notre SIC, nous continuons à tirer avantage de nos autres systèmes d'entreprise sur SAP pour apporter d'autres améliorations de productivité.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeants responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 ainsi que les autres informations financières incluses dans nos documents annuels. Nos dirigeants responsables de l'attestation ont aussi attesté que les contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant notre société sont communiquées au sein de notre société. Selon l'évaluation de la conception et de la mise en place de nos contrôles et procédures de communication de l'information, nos dirigeants responsables de l'attestation ont conclu que ces contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces au 31 décembre 2012. De plus, nos dirigeants responsables de l'attestation ont attesté que nos contrôles internes à l'égard de l'information financière ont été conçus pour fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers consolidés. Selon l'évaluation de l'efficacité de la conception et de la mise en place des contrôles internes à l'égard de l'information financière de notre société, nos dirigeants responsables de l'attestation ont conclu que nos contrôles internes à l'égard de l'information financière étaient efficaces au 31 décembre 2012.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ANNUELLES

Le tableau qui suit présente les informations annuelles auditées pour les trois exercices clos les 31 décembre 2012, 2011 et 2010. Ces informations sont tirées de nos états financiers consolidés annuels audités.

États consolidés des résultats

Exercice clos le 31 décembre (en millions de dollars sauf les montants par action)	**2012**	2011	2010[1]
Produits	**5 728**	5 471	5 124
Bénéfice net	**745**	641	591
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire	**7 280**	6 228	5 727
Dividendes en espèces par action ordinaire	**3 523**	1 500	100
Dividendes en espèces par action privilégiée	**1,375**	1,375	1,375

Bilans consolidés

Au 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011	2010
Total des actifs	**20 811**	18 836	17 344
Total de la dette à long terme	**8 479**	8 008	7 783

[1] Selon les PCGR du Canada. Les résultats ne seraient pas très différents selon les PCGR des États-Unis.

PERSPECTIVES

Pour remplir notre mission et concrétiser notre vision d'être une société innovatrice de confiance fournissant de l'électricité de manière sécuritaire, fiable et efficiente afin de créer de la valeur pour nos abonnés, nous continuerons à nous concentrer sur nos objectifs stratégiques en matière de sécurité, de satisfaction de la clientèle, d'innovation continue, de fiabilité, de protection de l'environnement, de motivation du personnel, de valeur pour l'actionnaire, de productivité et de rentabilité. Compte tenu de la nature des travaux effectués par nos employés et entrepreneurs, la sécurité demeure notre principale priorité. Nous continuerons à mettre l'accent sur la création d'un milieu de travail sans blessure et le maintien de la sécurité du public au moyen de plusieurs programmes de santé et de sécurité.

Nous continuerons d'axer nos efforts sur l'amélioration de la satisfaction de nos abonnés en comblant les besoins uniques de notre clientèle diversifiée grâce au dialogue pour comprendre leurs besoins. Nous installerons des solutions innovatrices qui amélioreront la fiabilité et l'efficience des réseaux de transport et de distribution et permettront à nos abonnés de mieux gérer leurs propres coûts. Plus particulièrement, nous voulons devenir le conseiller de confiance de nos abonnés en leur donnant accès à des équipes spécialisées en conservation de l'énergie pour discuter des options des clients aux fins de réduction de la consommation ainsi que par l'intermédiaire d'une équipe spéciale d'agents pour traiter les demandes d'information et les questions sur les exigences de la production distribuée.

Nos actifs subissent les effets d'un changement démographique puisqu'une tranche croissante des actifs est parvenue à la fin de leur durée de vie et que leur âge moyen s'accroît. Nous mettons l'accent sur le vieillissement de l'infrastructure et sur la nécessité de remplacer les actifs et de faire des investissements de soutien, afin de maintenir la fiabilité des systèmes aujourd'hui et dans l'avenir à l'intention des abonnés, conformément à la politique de la CEO. Nous investirons dans une technologie qui nous indiquera l'état des actifs et fournira des données sur le rendement en temps réel afin que cette technologie facilite nos décisions sur le cycle de vie aux fins d'optimisation des actifs et nous donne des occasions, au moyen de données sur les plans et les calendriers, d'améliorer l'approvisionnement en matériaux et de déployer les équipes de travail pour mieux gérer les programmes de travaux en vue de répondre aux besoins des abonnés.

Il est prévu que la mise en place de nouveaux outils de gestion des actifs comme le système de planification des investissements et des analyses des actifs (« Asset Analytics and Asset Investment Planning ») améliorera la planification des investissements en fonction des risques, en tenant compte de facteurs comme l'état de l'actif, la sécurité, le rendement, la fonction du système, l'incidence sur les abonnés et les exigences prévues par la loi aux fins des investissements ciblés.

Nous continuerons aussi à viser la productivité au moyen de la gestion efficiente et efficace des coûts, laquelle est la clé de la réalisation d'une valeur pour nos abonnés et notre actionnaire.

Au cours des quatre derniers exercices, nous avons remplacé la plupart de nos systèmes de TI de base par un système de technologie de l'information à l'échelle de l'entreprise. Nous tirerons avantage de cet investissement en nous en servant comme plateforme pour réaliser d'autres gains d'efficacité et d'efficience, notamment des améliorations de notre approvisionnement stratégique. Le développement continu de la plateforme de TI existante fournira les outils qui sont en cours de développement pour permettre à notre société de planifier et prioriser efficacement les travaux et d'intégrer les besoins des abonnés dans des plans d'investissement pluriannuels. Les résultats sont cohérents avec les directives de la CEO selon sa nouvelle approche axée sur les résultats (« Outcomes Based Approach ») en matière de réglementation.

Nous mettrons en œuvre le nouveau SIC en 2013 afin d'améliorer le service à la clientèle et la productivité de la société en capitalisant sur les investissements antérieurs dans le SAP pour fonctionner avec une plateforme intégrée. De plus, les premiers éléments de la prochaine génération pour la réalisation des travaux, qui devraient être présentés dans le cadre du programme sur le déroulement du travail dans l'avenir (« Workflow of the Future ») en 2013 et 2014, ainsi que l'utilisation des informations dans les systèmes SAP devraient accroître la productivité sur le terrain.

Nous planifions des investissements importants dans l'infrastructure de transport et de distribution et nous continuerons à mettre l'accent sur le rendement opérationnel et économique de nos services publics de base aux fins de la prestation de services de livraison d'électricité sécuritaires, rentables et fiables à nos abonnés ainsi que pour offrir une valeur croissante de l'entreprise pour les contribuables de la province d'Ontario. La productivité, l'optimisation des ressources et l'amélioration des communications avec les employés et les abonnés seront la clé de nos efforts. Nous continuerons à raccorder et à soutenir des installations de production distribuée ainsi qu'à faire des investissements de manière cohérente avec le PELT.

Des occasions importantes découlent de l'utilisation des compteurs intelligents et de l'expansion d'un RDP, notamment l'efficience énergétique, la réponse à la demande et les technologies des ressources distribuées. Nous investirons dans le développement d'un RDP et des normes

de modernisation du réseau connexes, les travaux exigés de nos abonnés (raccordements et mises à niveau), les compteurs intelligents, les raccordements pour la production distribuée y compris les mises à niveau des postes, les équipements de protection et de contrôle, les nouvelles lignes et certains travaux disputables à l'égard desquels la société recevra des apports de capitaux. Il y a peu d'occasions de réduire cette charge de travail puisque la plus grande partie découle de la demande des abonnés.

Dans notre nouveau RDP, un nouveau système de gestion de la distribution (un « SGD ») offrira une capacité de surveillance et de contrôle centralisé semblable à ce qui existe déjà pour le réseau de transport et pour des éléments choisis du réseau de distribution. Le nouveau SGD a été lancé dans la région pilote de Owen Sound et prendra de l'expansion au fil du temps, tel qu'il est justifié. Les améliorations futures incluront aussi l'intégration du système de gestion des interventions en cas de panne (le « SGIP ») avec l'infrastructure de compteurs perfectionnés (c.-à-d. les « compteurs intelligents ») et le SGD pour réduire l'indice de la durée moyenne des pannes du réseau (« System Average Interruption Duration Index ») et l'indice de la fréquence moyenne des pannes du réseau (« System Average Interruption Frequency Index »).

Le calendrier et les dépenses réels de notre plan d'affaires dépendent de l'obtention de diverses approbations, notamment les approbations de la CEO et les approbations des évaluations environnementales, des négociations fructueuses avec les abonnés, des services publics avoisinants et d'autres parties prenantes ainsi que des consultations avec les Premières Nations et les Métis.

En qualité de gestionnaires responsables d'actifs d'électricité importants, nous nous sommes engagés envers la protection et la durabilité de l'environnement à l'intention des générations futures. Nous travaillons pour devenir le chef de file de notre secteur en matière environnementale en distribuant de l'énergie propre et renouvelable, en modernisant notre réseau d'électricité, en minimisant les incidences de nos propres activités et en nous assurant que les facteurs environnementaux sont pris en compte dans la prise de nos décisions d'entreprise.

Les outils clés pour la réalisation fructueuse de nos programmes de travaux sont nos stratégies de renouvellement des ressources humaines et matérielles. Notre stratégie en matière de ressources humaines est axée sur le recrutement, grâce à notre programme d'apprentissage et en collaboration avec les universités, les collèges et nos syndicats, ainsi que sur le perfectionnement des compétences et le maintien en poste, notamment l'identification précoce et le perfectionnement plus rapide du personnel démontrant des aptitudes en gestion. L'affectation efficace des ressources humaines et l'utilisation des compétences appropriées seront essentielles pour atteindre un équilibre entre la satisfaction des besoins d'actifs et l'atténuation des incidences des tarifs sur les abonnés. Même si notre programme de travaux devrait croître modérément en 2013 et 2014, aucune augmentation du personnel permanent n'est prévue pendant cette période. En ce qui a trait aux matériaux, nous constatons un besoin d'augmenter les délais de production et les coûts en raison des pénuries qui se manifestent sur le marché mondial. Par conséquent, des stratégies d'approvisionnement en matériaux continuent d'être développées et mises en œuvre pour assurer la disponibilité des matériaux requis pour nos programmes de travaux.

Nous conservons une approche prudente et mesurée à l'égard de la rationalisation du secteur de la distribution. Nous avons pris en considération, et nous continuerons à le faire, des occasions d'acquisition ou de cession, sur une base volontaire et commerciale. Notre plan ne comprend pas de financement pour des acquisitions de SLD et ne présume pas de cession de notre territoire de service. Ces occasions seront gérées à mesure qu'elles se présenteront. Notre plan n'intègre pas non plus de projets liés au transport concurrentiel. Cependant, en qualité de chef de file du secteur, nous prévoyons soumissionner dans le cas de projets importants. La CEO a mentionné dans son cadre sur les plans de développement de projets de transport *(Framework for Transport Project Development Plans)* que, pour les projets autrement équivalents ou compatibles avec d'autres facteurs, des informations comme les avantages socio-économiques, notamment la participation des Premières Nations, pourraient être déterminantes lors d'un appel d'offres concurrentiel. Ainsi, la participation des Premières Nations pour les appels d'offres concurrentiels deviendra probablement plus répandue.

NOMINATION DE CARMINE MARCELLO

Le 14 novembre 2012, notre conseil d'administration a nommé M. Carmine Marcello président et chef de la direction. M. Marcello assumera ses responsabilités à compter du 1er janvier 2013 après le départ à la retraite planifié de la présidente et chef de la direction Mme Laura Formusa. M. Marcello possède plus de 25 ans d'expérience auprès de notre société en qualité de cadre supérieur, de planificateur stratégique et de conseiller sur les processus de services publics de transport et de distribution dans le secteur de l'électricité.

NOMINATION DE YEZDI PAVRI

Le 6 décembre 2012, M. Yezdi Pavri a été nommé à notre conseil d'administration. M. Pavri est comptable agréé et ancien vice-président du conseil d'administration de Deloitte Canada. Il est actuellement le président du conseil des fiduciaires de United Way of Toronto.

ÉNONCÉS ET AUTRES INFORMATIONS DE NATURE PROSPECTIVE

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue et elles incluent des prévisions et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment les énoncés au sujet de nos stratégies, y compris nos objectifs stratégiques; les énoncés concernant nos tarifs de transport et de distribution; les énoncés à propos des variations de la charge et des incidences connexes; les énoncés concernant les programmes et cibles de CGD; les incidences estimatives des variations du taux de rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada (servant à déterminer notre taux de rendement réglementé) sur nos résultats d'exploitation; les énoncés au sujet de la conjoncture économique; les attentes relatives aux produits et au bénéfice liés à l'énergie ainsi qu'à leurs tendances; les énoncés liés à la LEV, au PREI ainsi qu'au PELT et aux objectifs en matière de mixité des sources d'approvisionnement du ministère, y compris les investissements additionnels en découlant ainsi que la teneur et le calendrier des recommandations de l'OEO; les énoncés à l'égard de notre situation de trésorerie, de nos sources de financement et de nos besoins d'exploitation; les énoncés au sujet de notre facilité de crédit de soutien; les attentes concernant nos activités de financement; les énoncés relativement à notre dette venant à échéance; les énoncés concernant nos projets ou programmes en cours ou planifiés, y compris les résultats prévus de ces projets ou programmes et leurs dates d'achèvement; les attentes liées au recouvrement des dépenses en immobilisations importantes; les énoncés visant les dépenses en immobilisations et de développement futures prévues, le calendrier de ces dépenses et nos plans d'investissement; les énoncés visant les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux; les énoncés liés à la CEO, y compris à l'égard du cadre réglementaire renouvelé et du découplage des produits; les énoncés portant sur les cotisations de retraite futures, notre régime de retraite et l'évaluation actuarielle; les énoncés relatifs à notre convention d'impartition avec Inergi; les énoncés concernant les PCGR des États-Unis et notre adoption des PCGR des États-Unis; les énoncés sur les projets de normalisation internationale en comptabilité, y compris notre adoption potentielle des IFRS dans l'avenir et ses incidences connexes ainsi que nos plans de formation et de conversion; les énoncés relatifs à notre entente avec la Première Nation Ojibway Saugeen; les énoncés concernant nos perspectives, y compris les énoncés relatifs à notre approche de rationalisation de la distribution; les énoncés au sujet du Programme de TRG. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie de rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes qui sont difficiles à prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de manière importante de ceux exprimés, sous-entendus ou prévus selon ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et nous nous dégageons de toute obligation de le faire, sauf si la loi nous y contraint.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du cadre d'exploitation du marché ontarien de l'électricité; les décisions favorables de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes de tarifs et autres demandes en cours; l'absence de retards dans l'obtention des approbations requises; l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos entreprises de transport et de distribution; un environnement réglementaire stable; l'absence de changements défavorables de la réglementation environnementale et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses sont fondées sur les informations dont nous disposons actuellement, y compris les informations obtenues de sources indépendantes. Les résultats réels pourraient différer de manière importante de ceux prévus selon ces énoncés prospectifs. Même si nous ne connaissons pas l'incidence de toute différence éventuelle, nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit pourraient être affectés d'une manière défavorablement importante. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de manière importante des résultats exprimés ou sous-entendus par les énoncés prospectifs incluent notamment les suivants :

- l'incidence de la LEV et du plan à long terme en matière d'énergie, notamment les dépenses imprévues en découlant;
- le risque que des dépenses en immobilisations non planifiées soient nécessaires pour soutenir la production d'énergie renouvelable ou résoudre des problèmes techniques imprévus;
- les risques liés à l'échéance prochaine de nos conventions collectives avec la SEP et le PWU;
- le risque que des approbations déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- les risques liés au processus concurrentiel de planification du développement de projets de transport de la CEO;
- l'opposition du public aux projets planifiés et les délais d'obtention des approbations ou de conclusion des ententes nécessaires aux projets ou leur refus;
- les risques associés au fait que nous sommes contrôlés par la province y compris la possibilité que la province fasse des déclarations aux termes de l'entente de principe, ainsi que les conflits d'intérêts pouvant survenir entre nous, la province et des apparentés;

- les risques associés au fait que nous sommes assujettis à une réglementation élaborée, notamment les risques afférents à une mesure ou à une omission de la CEO;
- des changements imprévus de la demande d'électricité ou de nos coûts;
- le risque que nous ne parvenions pas à obtenir un financement suffisant et économique pour rembourser la dette venant à échéance et financer les dépenses en immobilisations et d'autres obligations;
- les risques associés à la mise en œuvre des programmes d'immobilisations, d'exploitation, d'entretien et d'administration requis pour assurer le bon fonctionnement de nos actifs vieillissants;
- le résultat des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, le recouvrement de nos coûts et nos tarifs;
- le risque que nos installations soient affectées par des intempéries, des désastres naturels ou des catastrophes et le fait que notre couverture d'assurance pour les pertes découlant de ces événements est limitée;
- les taux d'intérêt, les rendements des placements, les taux d'inflation et les changements des prestations et des hypothèses actuarielles dans l'avenir;
- les risques liés aux caractéristiques démographiques de notre main-d'œuvre et à notre incapacité potentielle d'attirer et de fidéliser un personnel qualifié;
- les risques concernant la sécurité du système d'information, le maintien d'une infrastructure complexe de système de technologie de l'information et la transition vers d'importants systèmes de technologie de l'information d'entreprise;
- le risque que la présence ou le rejet de substances dangereuses ou nocives pourrait donner lieu à des revendications de tiers ou à des ordonnances gouvernementales;
- le risque que les dépenses environnementales futures ne soient pas recouvrables à partir des tarifs d'électricité dans l'avenir;
- le risque qu'il soit établi que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé;
- les risques associés aux variations des taux d'intérêt;
- les risques de défaillance des contreparties à nos contrats sur instruments dérivés en vigueur;
- les risques liés à l'incertitude économique actuelle ainsi qu'à la volatilité des marchés financiers;
- le risque que notre notation financière à long terme soit abaissée;
- le risque que nous ayons à engager des coûts importants pour transférer les actifs situés sur des terres indiennes;
- les risques liés au fait que certaines de nos lignes de transport et de distribution, existantes ou proposées, traversent des terres qui font l'objet des revendications autochtones ou juridiques d'autre nature de la part des Premières Nations et des Métis ou de traités avec ceux-ci;
- la possibilité que nous ayons à engager des charges importantes pour remplacer une partie ou la totalité des fonctions actuellement imparties si notre convention avec Inergi est résiliée;
- l'incidence de la possession par la province des terrains essentiels à notre réseau de transport.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs ci-dessus n'est pas exhaustive. Certains de ces facteurs et d'autres sont analysés plus en détail dans la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du présent rapport de gestion. Il est recommandé de lire cette rubrique attentivement.

De plus, nous tenons à avertir le lecteur que les informations incluses dans le présent rapport de gestion à propos de nos perspectives sur certains sujets, y compris nos dépenses futures, ne sont fournies que pour donner une idée de la nature de certains de nos plans futurs et peuvent ne pas convenir à d'autres fins.

Le présent rapport de gestion est daté du 14 février 2013. Des informations additionnelles sur notre société, y compris notre notice annuelle, sont disponibles dans SEDAR, à www.sedar.com.

RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente présentée dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société »). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis et en vertu des lois sur les valeurs mobilières pertinentes. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51 102, partie 5.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses qui font appel au jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude que plus tard. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, à la suite d'une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut la prise en compte des informations portant sur l'incidence prévue d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion fournit également des informations sur la situation de trésorerie et sur les sources de financement, sur les tendances en matière d'exploitation, sur les risques et sur les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'évaluation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent différer des prévisions. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles en date du 14 février 2013.

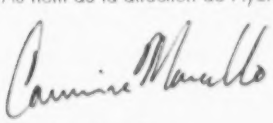
Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et assure un service d'audit interne sur lesquels elle s'appuie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société, la mise en œuvre d'un cadre de gestion des risques, la séparation des tâches et la délégation des pouvoirs, et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examens réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. De plus, les contrôles internes et les contrôles de communication de l'information ont été documentés, évalués, audités et identifiés en vertu du Règlement 52-109 (projet de loi 198). L'efficacité de ces contrôles internes est évaluée et les constatations sont présentées au besoin à la direction et au comité d'audit et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été examinés par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des auditeurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis. Le rapport des auditeurs indépendants fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité d'audit et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité d'audit et des finances de Hydro One se réunit périodiquement avec la direction, ainsi qu'avec les auditeurs internes et les auditeurs externes afin de s'assurer que tous s'acquittent de leurs responsabilités respectives et de passer en revue les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les auditeurs externes ont eu librement et directement accès au comité d'audit et des finances, en présence ou en l'absence de la direction, pour discuter de leur audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

La présidente et chef de la direction ainsi que le vice-président directeur et chef des finances ont produit les attestations portant sur les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales, sur les contrôles et procédures de communication de l'information connexes, ainsi que sur la conception et l'efficacité des contrôles à l'égard de l'information financière connexes en vertu du Règlement 52-109.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,



Carmine Marcello
Président et chef de la direction

Sandy Struthers
Chef de l'administration et chef des finances

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Hydro One Inc. qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 et les états consolidés des résultats et du résultat étendu, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos le 31 décembre 2012 et le 31 décembre 2011, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de Hydro One au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 ainsi que de ses états consolidés des résultats et du résultat étendu, des variations des capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos le 31 décembre 2012 et le 31 décembre 2011, conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

KPMG LLP

Comptables agréés, experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 14 février 2013

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU

Exercice clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2012**	2011 *(note 24)*
Produits		
Distribution (y compris des produits tirés des opérations entre apparentés de 155 $; 155 $ en 2011) *(note 19)*	**4 184**	4 019
Transport (y compris des produits tirés des opérations entre apparentés de 1 482 $; 1 372 $ en 2011) *(note 19)*	**1 482**	1 389
Autres	**62**	63
	5 728	5 471
Charges		
Achats d'électricité (y compris des coûts liés aux opérations entre apparentés de 2 409 $; 2 427$ en 2011) *(note 19)*	**2 774**	2 628
Exploitation, entretien et administration *(note 19)*	**1 071**	1 092
Amortissement *(note 4)*	**659**	616
	4 504	4 336
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**1 224**	1 135
Charges de financement *(note 5)*	**358**	344
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**866**	791
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés *(notes 6, 19)*	**121**	150
Bénéfice net	**745**	641
Autres éléments du résultat étendu	**1**	–
Résultat étendu	**746**	641
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars) (note 17)*	**7 280**	6 228
Dividendes déclarés par action ordinaire *(en dollars) (note 18)*	**3 523**	1 500

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés

BILANS CONSOLIDÉS

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Actif		*(note 24)*
Actif à court terme		
Placements à court terme *(note 12)*	**195**	228
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses - 23 $; 18 $ en 2011) (note 7)	**845**	805
Montants à recevoir des apparentés *(note 19)*	**154**	156
Actifs réglementaires *(note 10)*	**29**	24
Matières et fournitures	**23**	25
Actifs d'impôts différés *(note 6)*	**18**	19
Instruments dérivés *(note 12)*	**–**	1
Autres	**22**	19
	1 286	1 277
Immobilisations corporelles *(note 8)*		
Immobilisations corporelles en service	**22 650**	21 008
Moins l'amortissement cumulé	**8 145**	7 679
	14 505	13 329
Immobilisations en cours	**1 055**	1 436
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future	**147**	138
	15 707	14 903
Autres actifs à long terme		
Actifs réglementaires *(note 10)*	**3 098**	1 966
Placement à long terme *(notes 11, 12, 19)*	**251**	250
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé - 305 $; 257 $ en 2011) *(note 9)*	**267**	224
Écart d'acquisition	**133**	133
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté	**34**	32
Instruments dérivés *(note 12)*	**19**	33
Actifs d'impôts différés *(note 6)*	**14**	17
Autres	**2**	1
	3 818	2 656
Total de l'actif	**20 811**	18 836

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS (suite)

31 décembre (en millions de dollars, sauf les nombres d'actions)	**2012**	2011
Passif		*(note 24)*
Passif à court terme		
Dette bancaire *(note 12)*	**42**	39
Créditeurs	**140**	154
Charges à payer *(notes 6, 14, 15)*	**582**	575
Montants à payer à des apparentés *(note 19)*	**257**	342
Intérêts courus	**95**	85
Passifs réglementaires *(note 10)*	**40**	25
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme *(notes 11, 12)*	**600**	600
	1 756	1 820
Dette à long terme (y compris une tranche de 769 $ évaluée à la juste valeur; 783 $ en 2011) *(notes 11, 12)*	**7 879**	7 408
Autres passifs à long terme		
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi *(note 14)*	**1 416**	1 163
Passifs d'impôts différés *(note 6)*	**944**	758
Passif au titre des prestations de retraite *(note 14)*	**1 515**	779
Passifs environnementaux *(note 15)*	**227**	235
Passifs réglementaires *(note 10)*	**181**	169
Primes d'émission de titres d'emprunt non amorties, montant net	**23**	23
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations *(note 16)*	**15**	15
Créditeurs et autres passifs à long terme	**25**	12
	4 346	3 154
Total du passif	**13 981**	12 382
Engagements et éventualités (notes 21, 22)		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000) *(notes 17, 18)*	**323**	323
Capitaux propres		
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000) *(notes 17, 18)*	**3 314**	3 314
Bénéfices non répartis	**3 202**	2 827
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(9)**	(10)
Total des capitaux propres	**6 507**	6 131
Total du passif, des actions privilégiées et des capitaux propres	**20 811**	18 836

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,

James Arnett
Président du conseil d'administration

Michael J. Mueller
Président du comité d'audit et des finances

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	**Actions ordinaires**	**Bénéfices non répartis**	**Cumul des autres éléments du résultat étendu**	**Total des capitaux propres**
1er janvier 2012	**3 314**	**2 827**	**(10)**	**6 131**
Bénéfice net	**–**	**745**	**–**	**745**
Autres éléments du résultat étendu	**–**	**–**	**1**	**1**
Dividendes sur les actions privilégiées	**–**	**(18)**	**–**	**(18)**
Dividendes sur les actions ordinaires	**–**	**(352)**	**–**	**(352)**
31 décembre 2012	**3 314**	**3 202**	**(9)**	**6 507**

Exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions de dollars) (note 24)	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
1er janvier 2011	3 314	2 354	(10)	5 658
Bénéfice net	–	641	–	641
Autres éléments du résultat étendu	–	–	–	–
Dividendes sur les actions privilégiées	–	(18)	–	(18)
Dividendes sur les actions ordinaires	–	(150)	–	(150)
31 décembre 2011	3 314	2 827	(10)	6 131

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos le 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Activités d'exploitation		*(note 24)*
Bénéfice net	**745**	641
Dépenses liées à l'environnement	**(18)**	(16)
Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (excluant les coûts de retrait)	**589**	550
Actifs et passifs réglementaires	**12**	47
Impôts différés	**(9)**	(12)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	**–**	4
Autres	**6**	9
Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation *(note 20)*	**(40)**	184
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**1 285**	1 407
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	**1 085**	700
Remboursement de titres de créance à long terme	**(600)**	(500)
Dividendes versés	**(370)**	(168)
Variations de la dette bancaire	**3**	39
Autres	**(1)**	(4)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	**117**	67
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations		
Immobilisations corporelles	**(1 363)**	(1 371)
Actifs incorporels	**(91)**	(76)
Autres	**19**	29
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(1 435)**	(1 418)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(33)**	56
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice	**228**	172
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	**195**	228

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario (la « province »). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Ces activités sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO »).

2. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Périmètre de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive, soit Hydro One Networks Inc. (« Hydro One Networks »), Hydro One Remote Communities Inc. (« Hydro One Remote Communities »), Hydro One Brampton Networks Inc. (« Hydro One Brampton Networks »), Hydro One Telecom Inc. (« Hydro One Telecom »), Hydro One Lake Erie Link Management Inc. et Hydro One Lake Erie Link Company Inc.

Les opérations et soldes intersociétés ont été éliminés.

Référentiel comptable

Les présents états financiers consolidés sont établis et présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») des États-Unis et en dollars canadiens. Ces états doivent être lus à la lumière de la note 24 – Transition aux PCGR des États-Unis, laquelle donne des informations sur le passage des PCGR du Canada, conformément à la Partie V du *Manuel de l'ICCA* (les « PCGR du Canada ») aux PCGR des États-Unis ainsi que des rapprochements entre ces deux référentiels comptables. Les résultats d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2011 et le bilan consolidé au 31 décembre 2011 ont été retraités selon les PCGR des États-Unis afin d'en permettre la comparaison. Auparavant, les états financiers consolidés de la société étaient dressés conformément aux PCGR du Canada.

Hydro One a procédé à une évaluation des événements survenus entre la date d'arrêté des comptes et le 14 février 2013, date à laquelle ces états financiers consolidés ont été publiés, afin de déterminer si des circonstances exigeaient la constatation et la présentation d'événements ou de transactions. Aucun de ces événements ni aucune de ces transactions n'a été relevé.

Recours à des estimations de la part de la direction

La préparation d'états financiers exige de la direction qu'elle fasse des estimations et pose des hypothèses qui ont une incidence sur les montants constatés à l'égard des actifs, des passifs, des gains et des pertes à la date des états financiers ainsi que sur les montants des produits et des charges présentés pour les périodes considérées. La direction évalue ces estimations de manière continue en s'appuyant sur les résultats passés, sur les conditions en vigueur et sur des hypothèses jugées raisonnables au moment où elle les formule. Tout ajustement est pris en compte dans les résultats d'exploitation de la période au cours de laquelle il survient. Les principales estimations portent sur les actifs et passifs réglementaires, les passifs environnementaux, les prestations de retraite, les avantages complémentaires de retraite et postérieurs à l'emploi, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, l'écart d'acquisition et les dépréciations d'actifs, les éventualités, les produits non facturés, les provisions pour créances douteuses, les instruments dérivés ainsi que les actifs et passifs d'impôts différés. Les résultats réels pourraient différer fortement de ces estimations, lesquelles pourraient être modifiées par des décisions futures de la CEO ou de la province.

Tarification

Les activités de distribution consolidées de la société comprennent notamment les activités de distribution réglementées individuellement de Hydro One Networks, Hydro One Brampton Networks, et Hydro One Remote Communities. La CEO a approuvé les PCGR des États-Unis comme référentiel comptable pour la tarification pour les entreprises de transport et de distribution de Hydro One Networks et par Hydro One Remote Communities, avec prise d'effet le 1er janvier 2012 dans tous les cas. Les tarifs de Hydro One Brampton Networks sont actuellement établis conformément aux PCGR du Canada et devraient être établis conformément au cadre modifié des Normes internationales d'information financière (« IFRS ») à compter de 2015, une fois que la période en cours des mécanismes de tarification par incitatifs (le « MTI ») sera terminée.

Transport
En mai 2010, Hydro One Networks a déposé une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service concernant les tarifs de transport pour 2011 et pour 2012 dans le but d'appuyer encore la réfection de l'infrastructure essentielle vieillissante de la société ainsi que les objectifs relatifs à la mixité des sources d'approvisionnement pour la production, y compris des mesures d'élimination de la houille et la mise en place d'investissements dans le cadre de la Loi sur l'énergie verte (la « LEV »). Cette demande visait à faire approuver des besoins en matière de produits d'environ 1 446 millions de dollars pour 2011 et 1 547 millions de dollars pour 2012.

En décembre 2010, la CEO a approuvé les besoins en matière de produits de 1 346 millions de dollars pour 2011 et de 1 658 millions de dollars pour 2012. Le montant approuvé des besoins en matière de produits pour 2012 était supérieur à celui demandé, ce qui reflète la directive donnée par la CEO à Hydro One pour que cette dernière adopte une politique relative à l'inscription des coûts à l'actif conformément aux IFRS modifiées. Cet ajustement a été annulé par la suite, la CEO ayant approuvé l'utilisation des PCGR des États-Unis aux fins de l'établissement des tarifs de transport à compter du 1er janvier 2012. Par conséquent, la CEO a approuvé des besoins en matière de produits de 1 418 millions de dollars pour 2012, en même temps que les nouveaux tarifs de transport uniforme de 2012, dont la date d'entrée en vigueur est le 1er janvier 2012.

Distribution
En 2009, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO une demande liée aux coûts de prestation de service concernant les tarifs de distribution de 2011, pour obtenir l'approbation de besoins en matière de produits d'environ 1 264 millions de dollars. Cette demande tenait compte du plan d'investissement de la société dans les actifs des réseaux afin de lui permettre d'atteindre les objectifs relatifs à la sécurité de la population et du personnel, à la conformité avec les lois et les règlements, au maintien de la sécurité et de la fiabilité des réseaux et aux besoins de croissance des réseaux ainsi que des investissements exigés en vertu de la LEV. En avril 2010, la CEO a approuvé des besoins en matière de produits de 1 236 millions de dollars pour 2011. Elle a également approuvé certains soldes du compte réglementaire lié à la distribution soumis par Hydro One Networks dans sa demande, notamment des comptes d'écarts liés au règlement de détail, des comptes d'écarts liés au coût au détail et des compteurs intelligents. En novembre 2010, la CEO a publié une mise à jour de ses paramètres relatifs au coût du capital pour les tarifs devant entrer en vigueur le 1er janvier 2011. Une réduction du rendement des capitaux propres a entraîné une modification des besoins en matière de produits qui se sont établis à 1 218 millions de dollars. Les besoins en matière de produits approuvés pour 2011 ont donné lieu à une augmentation moyenne du tarif de distribution d'environ 8,7 % pour 2011. Hydro One Networks a choisi de conserver les mêmes tarifs de distribution pour 2012 que ceux qui avaient été approuvés par la CEO pour l'année de tarification 2011.

En 2010, Hydro One Brampton a déposé auprès de la CEO une demande de tarifs liée aux coûts de prestation du service concernant l'entreprise de distribution pour 2011, pour obtenir l'approbation de besoins en matière de produits de quelque 63 millions de dollars. En 2011, la CEO a approuvé des besoins en matière de produits d'environ 60 millions de dollars pour 2011, dont la date d'entrée en vigueur est le 1er janvier 2011. L'approbation d'un montant moindre au chapitre des besoins en matière de produits tient compte de la réduction des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration approuvées. En septembre 2011, Hydro One Brampton Networks a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de distribution de 2012, dont la date d'entrée en vigueur est le 1er janvier 2012. En janvier 2012, la CEO a rendu une décision entraînant une réduction des tarifs d'environ 13,2 % pour 2012. Ces réductions tarifaires découlent essentiellement des ajustements approuvés par la CEO en matière de taux d'amortissement.

En octobre 2010, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de 2011. En mars 2011, la CEO a approuvé une hausse d'environ 0,4 % des tarifs de base pour la distribution et pour la production d'électricité, dont la date d'entrée en vigueur est le 1er mai 2011. En novembre 2011, Hydro One Remote Communities a déposé auprès de la CEO une demande aux termes du MTI pour les tarifs de 2012. En mars 2012, la CEO a approuvé une hausse d'environ 1,1 % des tarifs de base pour la distribution et pour la production d'électricité, dont la date d'entrée en vigueur est le 1er mai 2012.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés
La CEO a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure des produits, des charges, des gains ou des pertes dans les tarifs d'une période donnée, ce qui fait qu'ils ne sont pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non réglementées. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode employée pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, entraînant ainsi la constatation d'actifs et passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir de clients futurs et les coûts qui sont reportés à des fins comptables parce qu'il est probable qu'ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société comptabilise des passifs réglementaires qui représentent généralement les montants qui sont remboursables aux abonnés futurs des services d'électricité. Elle évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires et croit toujours qu'il est probable

que la CEO tiendra compte de ses actifs et passifs réglementaires dans l'établissement des tarifs futurs. Si, ultérieurement, la société juge qu'il n'est plus probable que la CEO inclue un actif ou passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, une valeur comptable appropriée sera prise en compte dans les résultats d'exploitation de la période où cette évaluation sera faite.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent la trésorerie et les placements à court terme. Les placements à court terme ont une échéance initiale d'au plus trois mois.

Constatation des produits

Les produits tirés du transport sont réalisés par voie des tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins en matière de produits approuvés qui englobent un taux de rendement. Ces produits sont constatés à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux clients.

Les produits tirés de la distribution sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice et tiennent compte de ceux qui ont été facturés et de ceux qui ne l'ont pas été. Ils sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés à mesure que l'électricité est livrée aux abonnés. La société estime les produits mensuels d'une période en fonction des achats de gros d'électricité parce que les compteurs des abonnés ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Le volume d'électricité qui a été livré aux abonnés, mais qui ne leur a pas encore été facturé, est estimé et les produits sont comptabilisés à la fin de chaque mois. La demande en énergie, les conditions météorologiques, les pertes en ligne et les variations de la composition des catégories d'abonnés influent sur l'estimation des produits non facturés.

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant au titre de la protection tarifaire accordée aux abonnés résidentiels en région rurale et éloignée qui est reçu de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la « SIERE »), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits incluent aussi des montants liés à la vente d'autres services et d'équipement. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque l'équipement est livré.

Les produits sont constatés après déduction des taxes indirectes.

Débiteurs et provision pour créances douteuses

Les débiteurs sont constatés au montant facturé ou à la valeur nette de réalisation, s'il s'agit de montants non facturés. Les sommes en souffrance liées aux facturations réglementées portent intérêt aux taux approuvés par la CEO. La provision pour créances douteuses reflète la meilleure estimation de la société concernant le montant des pertes sur les débiteurs impayés. Cette provision est fondée sur le classement chronologique de ceux-ci, les résultats passés et d'autres informations disponibles. La société estime la provision pour créances douteuses des débiteurs en appliquant des taux de pertes calculés en interne aux débiteurs impayés, débiteurs qui sont répartis selon les secteurs de risque. Un secteur de risque représente les groupes de clients qui partagent des caractéristiques de solvabilité semblables, et est déterminé en fonction de divers attributs, notamment le nombre de jours depuis lequel les créances sont en souffrance, la défaillance et l'historique des paiements. Les taux de pertes appliqués aux soldes des débiteurs sont fondés sur la moyenne des radiations passées exprimée en pourcentage des créances de chaque secteur de risque. Un compte est jugé en souffrance lorsque le montant facturé n'a pas été reçu dans les 120 jours suivant la date de facturation. Les débiteurs sont radiés par imputations à la provision lorsqu'ils sont jugés irrécouvrables. Les variations des volumes, des prix et de la conjoncture continueront d'influer sur la provision pour créances douteuses déjà constituée.

Impôts sur le bénéfice des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la « SFIEO »). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et d'autres montants pertinents qui sont prescrites par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et par la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) et modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et règlements connexes.

Les impôts sur le bénéfice exigibles et différés sont calculés d'après les lois fiscales et les taux d'imposition en vigueur à la date du bilan. Les avantages associés aux positions fiscales qui ont été prises ou qui devraient l'être dans une déclaration de revenus ne sont constatés que lorsqu'il plus probable qu'improbable que le seuil de constatation sera atteint, et ils sont calculés comme étant le montant le plus élevé d'un avantage dont la probabilité de réalisation au moment du règlement est de plus de 50 %. La direction évalue chaque position en se fondant uniquement sur sa valeur technique et sur les faits et circonstances qui lui sont propres, supposant à cette fin que la position sera examinée par une administration fiscale ayant une parfaite connaissance de toutes les informations pertinentes. Elle doit porter de nombreux jugements pour établir les seuils de constatation ainsi que le montant connexe des avantages fiscaux à inscrire dans les états financiers consolidés. La direction réévalue les positions fiscales dans chaque période où de nouveaux renseignements concernant la constatation ou l'évaluation deviennent disponibles.

Impôts exigibles
La charge d'impôts exigibles ainsi que les actifs et les passifs comptabilisés au cours de la période à l'étude et des périodes antérieures sont inscrits aux montants à recevoir de la SFIEO ou à payer à cette dernière.

Impôts différés
Les impôts différés sont constatés selon la méthode axée sur le bilan et en fonction des conséquences fiscales futures estimatives découlant des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers consolidés et leur valeur fiscale correspondante.

Des passifs d'impôts différés sont généralement constatés relativement à tous les écarts temporaires imposables. Les actifs d'impôts différés le sont dans la mesure où il est plus probable qu'improbable que ces actifs seront réalisés grâce au bénéfice imposable auquel la société pourra imputer les écarts temporaires déductibles.

Les impôts différés sont calculés aux taux d'imposition qui devraient s'appliquer dans la période au cours de laquelle un passif sera réglé ou un actif sera réalisé, compte tenu des taux d'imposition et des lois fiscales en vigueur à la date du bilan. Les impôts différés qui ne sont pas inclus dans le processus de tarification sont débités ou crédités dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu.

Si la direction détermine qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité d'un actif d'impôt différé ne sera pas réalisée, elle imputera une provision pour moins-value à cet actif d'impôt afin que le solde net présenté corresponde au montant qu'elle prévoit réaliser. Les actifs d'impôts différés non constatés antérieurement sont réévalués à chaque date d'arrêté des comptes, et ils sont constatés dans la mesure où il est devenu plus probable qu'improbable que des économies d'impôts soient réalisées.

La société constate des actifs et passifs réglementaires liés aux impôts différés qui seront inclus dans le processus de tarification.

La société utilise la méthode de l'imputation à l'exercice pour comptabiliser les crédits d'impôt à l'investissement obtenus à l'égard d'activités admissibles de recherche scientifique et de développement expérimental et les crédits d'impôt pour la création d'emplois d'apprentis. Aux termes de cette méthode, seuls les crédits d'impôt à l'investissement sont portés en diminution de la charge d'impôts.

Matières et fournitures
Les matières et les fournitures représentent les matières consommables, les petites pièces de rechange et les matériaux de construction destinés à des travaux de construction internes et à l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés au coût moyen, moins toutes pertes de valeur comptabilisées.

Immobilisations corporelles
Les immobilisations corporelles sont constatées à leur coût d'origine, déduction faite des apports reçus des clients en guise de soutien à la construction et tout cumul des pertes de valeur. Le coût des ajouts, ce qui comprend les améliorations apportées à des composantes de l'actif ou leur remplacement, est pris en compte dans les bilans consolidés, au poste Immobilisations corporelles.

Le coût initial des immobilisations corporelles englobe les coûts de matières directes, de main-d'oeuvre directe (incluant les avantages sociaux), des services contractuels, de financement capitalisés qui leur sont imputables, de mise hors service d'actifs ainsi que les frais généraux directs et indirects associés au projet ou au programme d'investissement. Les frais généraux indirects comprennent une partie des charges du siège

social, telles celles afférentes aux finances, à la trésorerie, aux ressources humaines, à l'informatique et à la haute direction. Les frais généraux, y compris les charges liées aux fonctions du siège social et aux services extérieurs, sont capitalisés selon la méthode de répartition intégrale des coûts, conformément à la méthodologie approuvée par la CEO.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs et servitudes liés au transport, à la distribution, aux communications, à l'administration et aux servitudes liées aux terrains et aux actifs de service. Les immobilisations corporelles incluent également les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains, des composantes et pièces de rechange importantes ainsi que les coûts de projets de développement capitalisés et se rapportant à des projets d'investissement reportés.

Transport
Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, l'équipement de raccordement et les installations de mise à la terre, ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales à des fins de transport et pour réduire la tension dans le cas de la distribution, y compris les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution
Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations se rapportant à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communications
Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, l'équipement téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service
Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les ordinateurs personnels, l'équipement de transport et de travail, les outils et d'autres actifs mineurs.

Servitudes
Les servitudes incluent les droits d'utilisation de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que d'autres droits d'accès à des terrains.

Actifs incorporels
Les actifs incorporels acquis séparément ou générés en interne sont évalués au coût au moment de leur constatation initiale. Le coût comprend le coût des logiciels achetés, le coût de la main-d'œuvre directe (y compris les avantages sociaux), le coût de consultation, les frais d'ingénierie, les frais généraux et les charges de financement capitalisées imputables. Par la suite, ils sont comptabilisés au coût, déduction faite de tout amortissement cumulé et toute perte de valeur cumulée. Les actifs incorporels de la société s'entendent surtout des principales applications administratives.

Coûts de financement capitalisés
Les coûts de financement capitalisés représentent les charges d'intérêts attribuables à la construction d'immobilisations corporelles ou à la réalisation d'actifs incorporels. Les coûts de financement attribuables aux fonds empruntés imputables sont incorporés au coût d'acquisition de ces actifs. La portion des coûts de financement qui est capitalisée représente une réduction des charges de financement constatées dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu. Les coûts de financement capitalisés sont calculés en fonction du coût moyen pondéré effectif des capitaux empruntés de la société.

Immobilisations et développement en cours
Les immobilisations et le développement en cours comprennent les coûts capitalisés des actifs construits qui ne sont pas encore complétés ou qui n'ont pas encore été mis en service.

Amortissement

Le coût des immobilisations corporelles et des actifs incorporels est amorti selon la méthode linéaire, d'après la durée de vie utile résiduelle estimative de chaque catégorie d'actif, exception faite de l'équipement de transport et de travail qui lui est amorti selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

La société soumet périodiquement à un examen externe indépendant l'amortissement de ses immobilisations corporelles et de ses actifs incorporels ainsi que ses taux d'amortissement, tel que l'exige la CEO. Les changements découlant de leur examen approuvé par la CEO sont appliqués sur la durée de vie utile restante, conformément à leur inclusion dans les tarifs d'électricité. Le dernier examen a entraîné une modification des taux avec prise d'effet le 1er janvier 2007.

Un sommaire des durées de vie utile moyennes et des taux d'amortissement de ses diverses catégories d'actifs figure ci dessous.

	Durée de vie utile moyenne	Taux (%) Fourchette	Moyenne
Transport	56 ans	1 % – 3 %	2 %
Distribution	42 ans	1 % – 13 %	2 %
Communications	19 ans	1 % – 13 %	5 %
Administration et service	15 ans	1 % – 20 %	8 %

Le coût des actifs incorporels est inclus principalement dans la catégorie Administration et service présentée ci-dessus. Les taux d'amortissement des logiciels d'application et des autres actifs incorporels varient entre 9 % et 11 %.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine des immobilisations corporelles, ou d'importantes composantes de celles-ci, et des actifs incorporels qui sont mis hors service dans des conditions normales, est imputé à l'amortissement cumulé sans qu'aucun gain ni perte ne soit pris en compte dans les résultats d'exploitation. Lorsqu'une immobilisation corporelle est cédée, un gain ou une perte est calculé en fonction du produit et est pris en compte dans la charge d'amortissement. La charge d'amortissement comprend également les coûts de retrait des immobilisations corporelles lorsqu'aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations n'a été comptabilisée.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des entreprises de distribution locale acquises sur la juste valeur des actifs nets identifiables acquis à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition n'est pas pris en compte dans la base tarifaire.

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an ou plus souvent si cela s'impose. Conformément à l'Accounting Standards Update, (l'« ASU ») 2011-08, *Intangibles-Goodwill and Other (Topic 350), Testing Goodwill for Impairment*, publiée par le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») en septembre 2011, la société effectue une évaluation qualitative visant à déterminer s'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation applicable soit inférieure à la valeur comptable de celle-ci. Si, par suite de cette évaluation qualitative, la société détermine qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation applicable soit inférieure à la valeur comptable de celle-ci, aucun autre test ne sera requis. En revanche, si la société détermine qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation applicable soit inférieure à la valeur comptable de cette dernière, elle effectuera un test de dépréciation en deux étapes dont le fondement est la juste valeur. La première étape du test consistera à comparer la juste valeur de l'unité d'exploitation applicable avec la valeur comptable de celle-ci, incluant l'écart d'acquisition. Si la valeur comptable de l'unité d'exploitation applicable est supérieure à la juste valeur de cette dernière, il faudra franchir la deuxième étape du test, laquelle consiste à attribuer une juste valeur à chaque actif et à chaque passif au moyen de la répartition du prix d'achat afin de déterminer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition. Si la juste valeur implicite est moindre que la valeur comptable, une perte de valeur sera portée en diminution de l'écart d'acquisition et imputée aux résultats d'exploitation.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, compte tenu de l'évaluation qualitative effectuée, la société a déterminé qu'il n'était pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de chaque unité d'exploitation applicable évaluée soit inférieure à leur valeur comptable. Par conséquent, la société en a conclu que l'écart d'acquisition ne s'était pas déprécié au 31 décembre 2012.

Dépréciation d'actifs à long terme

Lorsque les circonstances indiquent que la valeur comptable des actifs à long terme pourrait ne pas être recouvrable, la société évalue si la valeur comptable de ces actifs, exclusion faite de l'écart d'acquisition, a subi une perte de valeur. Dans le cas de tels actifs, il y a dépréciation lorsque leur valeur comptable est supérieure au total des flux de trésorerie non actualisés futurs estimatifs qui devraient résulter de leur utilisation et de leur sortie éventuelle. Lorsque sont envisagées différentes lignes de conduite en vue du recouvrement de la valeur comptable d'un actif à long terme, une approche fondée sur des pondérations probabilistes est utilisée pour estimer les flux de trésorerie non actualisés futurs. Si, d'après ces estimations de flux de trésorerie, la valeur comptable de l'actif à long terme est irrécouvrable, une perte de valeur correspondant à l'excédent de sa valeur comptable sur sa juste valeur est comptabilisée. Par conséquent, la valeur comptable de l'actif en question sera ramenée à sa juste valeur estimative.

En ce qui a trait à ses activités à tarifs réglementés, les coûts de possession de la plupart des actifs à long terme de Hydro One sont pris en compte dans la base tarifaire s'ils génèrent un taux de rendement approuvé par la CEO. Les coûts de possession des actifs et leur rendement connexe sont recouvrés par voie des tarifs approuvés. Par conséquent, de tels actifs ne font l'objet d'un test de recouvrement que si la CEO refuse leur recouvrement total ou partiel ou qu'un tel refus est jugé probable.

Hydro One surveille régulièrement les actifs de sa filiale non réglementée, Hydro One Telecom, afin de déceler toute indication de dépréciation. La direction évalue la juste valeur de ces actifs à long terme au moyen de techniques généralement reconnues et peut, pour ce faire, recourir à plusieurs d'entre elles. Ces techniques comprennent, entre autres, le recours à des ventes récentes d'actifs comparables par des tiers, à des fins de référence, et une analyse des flux de trésorerie actualisés faite en interne. Des fluctuations majeures dans la conjoncture du marché, l'évolution de l'état d'un actif ou bien un changement d'intention, de la part de la direction, quant à son utilisation sont généralement jugés par celle-ci comme des événements déclencheurs qui commandent la réévaluation des flux de trésorerie liés à ces actifs à long terme. Au 31 décembre 2012, aucun actif des activités à tarifs réglementés et de l'entreprise non réglementée de la société n'avait subi de dépréciation.

Coûts liés au financement par emprunt

Pour ce qui est des passifs financiers qui ne sont pas classés parmi les instruments détenus à des fins de transaction, la société diffère les coûts de transaction externes liés aux financements par emprunt et présente les montant en cause en tant que frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté, dans ses bilans consolidés. Les frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté, sont amortis sur la durée contractuelle de la dette connexe en fonction de la méthode du taux d'intérêt effectif, et la charge d'amortissement est incluse dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu, sous le poste Charges de financement. Les coûts de transaction engagés au titre des éléments classés comme étant détenus à des fins de transaction sont passés en charge immédiatement.

Résultat étendu

Le résultat étendu s'entend du bénéfice net et des autres éléments du résultat étendu. Les autres éléments du résultat étendu tiennent compte de l'amortissement des pertes nettes de couverture non amorties sur les couvertures des flux de trésorerie actualisés de la société et des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie en vigueur dans la mesure où ces couvertures sont efficaces. La société amortit par voie d'imputation aux charges de financement ses pertes de couverture non amorties sur les couvertures des flux de trésorerie actualisés, selon la méthode du taux d'intérêt effectif, sur la durée de la dette couverte attribuée. Hydro One présente le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu dans un seul état, soit l'état consolidé des résultats et du résultat étendu.

Actifs et passifs financiers

Tous les actifs et passifs financiers sont classés dans l'une des cinq catégories suivantes : détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, détenus à des fins de transaction, autres passifs ou disponibles à la vente. Les actifs et passifs financiers qui sont classés comme étant détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur et tous les autres le sont au coût après amortissement, exception faite des débiteurs et des montants à recevoir des apparentés, lesquels sont évalués au coût ou à la juste valeur, selon le moins élevé des deux. Les débiteurs et les montants à recevoir des apparentés sont classés comme des prêts et créances. La société considère que la valeur comptable des débiteurs et des montants à recevoir des apparentés constitue une estimation raisonnable de la juste valeur en raison de l'échéance rapprochée de ces instruments. Les dotations à la provision pour les débiteurs qui sont jugés douteux sont constatées comme des ajustements à la provision pour créances douteuses et sont comptabilisées lorsqu'il existe des preuves objectives que la société ne pourra recouvrer les montants conformément aux modalités initiales.

Les instruments dérivés sont mesurés à la juste valeur. Les gains et pertes découlant de l'évaluation à la juste valeur sont pris en compte dans les Charges de financement de la période durant laquelle ils surviennent. La société détermine le classement de ses actifs et passifs financiers à la date de leur constatation initiale. Elle désigne certains actifs et passifs financiers comme étant détenus à la juste valeur lorsque cela est conforme à sa politique de gestion des risques, politique qui est décrite à la note 12 – Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques.

Les placements à court terme ont une échéance initiale d'au plus trois mois et sont généralement classés comme étant détenus jusqu'à l'échéance. Toutefois, la société peut classer des groupes de placements à court terme comme étant détenus à des fins de transaction lorsqu'elle n'entend pas les détenir jusqu'à leur échéance. La documentation relative au classement des placements à court terme est établie au moment où ils sont effectués. Aux 31 décembre 2012 et 2011, tous les placements à court terme étaient classés comme étant détenus jusqu'à l'échéance.

Le placement à long terme de la société dans les billets à taux variable de la province d'Ontario, lequel est détenu en tant qu'autre forme de liquidité en complément aux facilités de crédit bancaire, est classé comme étant détenu à des fins de transaction et il est évalué à la juste valeur.

Tous les instruments financiers sont comptabilisés à la date de transaction.

Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La société surveille de près les risques que posent pour ses activités les fluctuations des taux d'intérêt et, si cela convient, elle les couvre au moyen de divers instruments. Certains de ces instruments dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture et sont désignés comme des couvertures à des fins comptables, tandis que d'autres n'y sont pas admissibles et ne sont pas désignés en tant que couvertures (décrits ci-après étant des contrats non désignés) puisqu'ils font partie intégrante des relations de couverture économiques.

Les normes comptables concernant les instruments dérivés requièrent la constatation de tous les instruments dérivés qui ne satisfont pas aux critères de dispenses pour achats et ventes habituels en tant qu'actifs ou passifs à la juste valeur dans les bilans consolidés. Dans le cas des instruments dérivés qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, la société peut choisir de les désigner comme des couvertures de flux de trésorerie ou de juste valeur. La société compense les montants de juste valeur qu'elle inscrit à ses bilans consolidés et qui ont trait à des instruments dérivés conclus avec la même contrepartie en vertu d'une convention-cadre de compensation.

Dans le cas des instruments dérivés qui sont admissibles à la comptabilité de couverture et qui sont désignés comme des couvertures de flux de trésorerie, la partie efficace d'un gain ou d'une perte après impôts, est présentée comme une composante du cumul des autres éléments du résultat étendu et est reclassée dans les résultats d'exploitation de la période ou des périodes durant lesquelles la transaction couverte influe sur les résultats d'exploitation. Tout gain ou perte sur l'instrument dérivé qui représente soit l'inefficacité de la couverture soit des composantes de celle-ci qui ne sont pas prises en compte au moment de l'évaluation de l'efficacité est constaté dans les résultats d'exploitation. Dans le cas des couvertures de juste valeur, les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé et de la position couverte sous-jacente sont comptabilisées à l'état consolidé des résultats et du résultat étendu. Le gain ou la perte sur l'instrument dérivé est inscrit dans le même poste de l'état consolidé des résultats et du résultat étendu que l'est le gain ou la perte de compensation sur l'élément couvert. En outre, la société conclut des contrats sur dérivés qui constituent des couvertures économiques qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ou qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures. Les variations de la juste valeur de ces instruments dérivés non désignés sont comptabilisées dans les résultats d'exploitation.

Les instruments dérivés incorporés sont séparés de leur contrat hôte et sont comptabilisés à leur juste valeur aux bilans consolidés lorsque a) leurs caractéristiques économiques et risques ne sont pas clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques du contrat hôte; b) l'instrument hybride n'est pas évalué à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les résultats d'exploitation à chaque période; et c) le dérivé incorporé comme tel répond à la définition de dérivé. La société ne prend part à aucune activité de négociation ou de spéculation visant des instruments dérivés et n'avait aucun instrument dérivé incorporé au 31 décembre 2012.

Hydro One met régulièrement au point des stratégies de couverture en tenant compte de ses objectifs de gestion des risques. À la mise en place d'une relation de couverture, lorsque la société a choisi d'appliquer la comptabilité de couverture, Hydro One documente en bonne et due forme la relation entre l'élément couvert et l'instrument de couverture, l'objectif de gestion des risques connexe, la nature du risque particulier qui est couvert et la méthode d'évaluation de l'efficacité de la relation de couverture. La société évalue également, lors de la mise en place de la couverture et trimestriellement par la suite, si les instruments de couverture donnent lieu à une compensation efficace des variations de la juste valeur ou de flux de trésorerie des éléments couverts.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs qu'offre Hydro One comprennent des prestations de retraite, des avantages complémentaires de retraite ainsi que des avantages postérieurs à l'emploi. Les coûts des régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi sont constatés pendant la période au cours de laquelle ceux-ci sont en fonction.

La société constate aux bilans consolidés la situation de capitalisation de ses régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi, et comptabilise par la suite les variations de cette situation à la clôture de chaque exercice. Les régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi sont considérées sous-capitalisés lorsque l'obligation au titre des prestations et avantages projetés est supérieure à la juste valeur des actifs des régimes. Un passif est inscrit aux bilans consolidés eu égard à tout montant net des obligations sous-capitalisées au titre des prestations ou avantages projetés, et ce montant peut être présenté comme un passif à court terme ou à long terme, ou les deux. La tranche à court terme correspond au montant par lequel la valeur actuarielle des prestations et avantages inclus dans l'obligation à régler dans les douze prochains mois dépasse la juste valeur des actifs des régimes. Si cette juste valeur est supérieure à l'obligation au titre des prestations et avantages projetés du régime, un actif est constaté et correspond au montant net de cette obligation qui est surcapitalisée. L'actif net d'un régime surcapitalisé est classé comme un actif à long terme dans les bilans consolidés. Les régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi ne sont pas capitalisés puisqu'il n'y a aucun actif connexe dans les régimes.

Prestations de retraite

Hydro One constate un actif réglementaire équivalant au montant net de son obligation sous-capitalisée au titre des prestations projetées de son régime de retraite. Si ce n'était de la comptabilisation exigée par la réglementation, cet actif réglementaire serait inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Un actif réglementaire est constaté parce que la direction estime qu'il est probable que les coûts des prestations de retraite soient recouvrés dans l'avenir par voie du processus de tarification. Les actifs réglementaires associés au régime de retraite sont réévalués à la fin de chaque exercice en fonction de la situation courante du régime de retraite.

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts du régime de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité de caisse puisque les cotisations de l'employeur sont versées à la caisse de retraite conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Les coûts liés au régime de retraite sont aussi calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice aux fins de la présentation de l'information financière. Ces coûts sont établis par calculs actuariels, au moyen de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et selon des hypothèses qui reflètent les meilleures estimations de la direction quant à l'incidence d'événements futurs, y compris les augmentations de salaire ultérieures. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne résiduelle attendue d'activité des salariés actifs participant au régime et sur l'espérance de vie estimative des anciens salariés. Les actifs du régime de retraite, soit essentiellement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, sont évalués à partir des justes valeurs à la clôture de chaque exercice.

Tous les coûts des prestations de retraite futurs sont attribués à la main-d'œuvre et ils sont, soit imputés aux résultats d'exploitation, soit capitalisés dans les coûts des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi

Hydro One comptabilise un actif réglementaire équivalent au montant net de son obligation non capitalisée supplémentaires au titre des avantages projetés de ses régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi au moment de la transition aux PCGR des États-Unis et à la clôture de chaque exercice d'après des rapports actuariels annuels. Si ce n'était de la comptabilisation exigée par la réglementation, cet actif réglementaire serait inscrit dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. Un actif réglementaire est constaté parce que la direction estime qu'il est probable que les coûts des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi soient recouvrés dans l'avenir par voie du processus de tarification.

Les avantages complémentaires de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi sont comptabilisés et inclus dans les tarifs selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants en déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services et en se fondant sur des hypothèses qui reflètent les meilleures estimations de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications des régimes sont amortis par imputations aux résultats d'exploitation sur la durée moyenne résiduelle attendue d'activité des salariés.

Dans le cas des avantages complémentaires de retraite, tous les gains et pertes actuariels sont reportés au moyen de la méthode dite du « corridor ». Le montant calculé en excédent du corridor est amorti par imputations aux résultats d'exploitation selon la méthode linéaire sur la durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs et sur l'espérance de vie des anciens salariés. L'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite est réévaluée à sa juste valeur à la clôture de chaque exercice, d'après un rapport actuariel annuel, et un actif réglementaire de compensation est comptabilisé, à hauteur de l'ajustement de réévaluation.

Dans le cas des obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi, les passifs connexes représentant les gains actuariels à la transition aux PCGR des États-Unis, sont amortis dans les résultats d'exploitation selon la méthode dite « du corridor ». Après la transition, les gains et les pertes actuariels découlant des obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi qui sont survenus au cours de l'exercice, sont comptabilisés immédiatement dans les résultats d'exploitation. Les obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi sont réévaluées à la juste valeur à la clôture de chaque exercice, d'après un rapport actuariel annuel, et un actif réglementaire de compensation est comptabilisé, à hauteur de l'ajustement de réévaluation.

Tous les coûts futurs des avantages complémentaires de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi sont attribués à la main-d'œuvre et sont soit imputés aux résultats d'exploitation, soit incorporés au coût des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Régime de retraite interentreprises

Les salariés de Hydro One Brampton Networks participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »), caisse de retraite contributive et à prestations déterminées, qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. OMERS verse des prestations de retraite fondées sur la durée de service et le salaire de l'employé. Tant les employeurs que les employés participants sont tenus de faire des cotisations au régime. Les actifs du régime OMERS sont regroupés afin de fournir des prestations à tous les participants au régime et les actifs du régime ne sont pas répartis en comptes distincts pour chaque entité membre. OMERS est enregistrée auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario, sous le numéro d'enregistrement 0345983.

Hydro One comptabilise le régime OMERS comme un régime à cotisations déterminées étant donné qu'il lui serait difficile d'établir la valeur actualisée de l'obligation de la société, la juste valeur des actifs de ce régime ou le coût des services rendus au cours de l'exercice applicable aux employés de Hydro One Brampton Networks. Hydro One comptabilise ses cotisations au régime OMERS en tant que charge de retraite, une tranche de ces montants étant capitalisée. Les montants passés en charges sont pris en compte dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration figurant dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu.

Au 31 décembre 2011, OMERS comptait environ 419 000 membres, dont 277 étaient des employés actuels de Hydro One Brampton Networks.

Pertes éventuelles

Hydro One est confrontée à certaines questions d'ordre juridique et environnemental qui surviennent dans le cours normal des affaires. Pour préparer ses états financiers consolidés, la direction pose des jugements concernant l'issue future d'éventualités et constate une perte à l'égard d'éventualités en fonction de sa meilleure estimation lorsqu'elle établit qu'il est probable que cette perte soit survenue et que son montant peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Lorsque le montant de la perte est recouvrable à partir de tarifs futurs, un actif réglementaire est également constaté. Lorsqu'il existe une fourchette estimative de pertes probables et qu'aucune d'elles ne représente une meilleure estimation que les autres, la société constate une perte au montant à la borne inférieure de la fourchette.

La direction examine régulièrement les renseignements récents qui sont disponibles afin d'établir si les provisions constatées pour de telles pertes devraient être ajustées et si de nouvelles provisions s'imposent. Pour estimer les pertes probables, il peut être nécessaire d'analyser de nombreux scénarios et prévisions qui reposent souvent sur des jugements au sujet de mesures que pourraient prendre des tiers, tels les tribunaux fédéraux, provinciaux et municipaux ou les organismes de réglementation. Il arrive que de longues périodes s'écoulent avant que les questions touchant les passifs éventuels puissent être réglées. Les montants inscrits dans les états financiers consolidés peuvent être différents des montants réels une fois que l'issue des éventualités est connue. Ces écarts peuvent avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie futurs de la société.

Les provisions sont fondées sur des estimations courantes et elles sont assujetties à un degré d'incertitude plus élevé lorsque la période couverte par les projections est longue. Une forte tendance à la hausse ou à la baisse du nombre d'actions intentées, la nature des préjudices prétendus et le coût moyen de résolution de ces actions pourraient modifier le montant estimatif de la provision, tout comme pourrait le faire un verdict favorable ou défavorable rendu par un tribunal par suite d'un procès. Un règlement législatif fédéral ou provincial ou encore un règlement structuré pourrait également changer le montant estimatif du passif. Sauf si les PCGR l'exigent, les frais juridiques sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Passifs environnementaux

Des passifs environnementaux sont constatés eu égard à des sites contaminés dans le passé lorsqu'il est établi que des sommes liées à des mesures environnementales correctives futures devront probablement être déboursées dans l'avenir en vertu des lois ou règlements en vigueur et que le montant des dépenses futures peut être estimé de manière raisonnable. Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la remise en état des terrains contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (« BPC ») qui est retirée de l'équipement électrique, d'après la valeur actualisée de ces dépenses futures estimatives. La société calcule la valeur actualisée au moyen d'un taux d'actualisation équivalant au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit des instruments financiers dont les échéances correspondent au schéma des dépenses futures liées à l'environnement. Comme la société prévoit continuer de recouvrer ces dépenses futures au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire de compensation a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces dépenses liées à l'environnement auprès de ses clients. Hydro One revoit ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement chaque année, ou plus souvent, si des éléments laissent croire que les circonstances ont changé.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont constatées au titre des obligations juridiques de retrait ou d'élimination futurs d'actifs à long terme. Ces obligations peuvent résulter de l'acquisition, de la construction, du développement et (ou) de l'utilisation normale des actifs. Des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations sont constatées lorsqu'une obligation juridique de procéder à des travaux futurs de mise hors service d'un actif, mais dont le calendrier et (ou) la méthode de règlement dépendent d'un événement futur sur lequel la société peut avoir ou ne pas avoir de contrôle. Dans une telle situation, l'obligation de procéder aux travaux de mise hors service d'un actif est inconditionnelle, même s'il existe des incertitudes, au calendrier et (ou) à la méthode de règlement.

Lorsque la société comptabilise une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, la valeur actualisée des dépenses estimatives futures requises pour mener à terme la mise hors service d'immobilisations est constatée dans la période durant laquelle l'obligation naît, s'il est possible d'en faire une estimation raisonnable. En règle générale, la valeur actualisée des dépenses estimatives futures est ajoutée à la valeur comptable de l'immobilisation connexe et les coûts de mise hors service d'immobilisations en découlant sont alors amortis sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Lorsqu'un actif n'est plus en service au moment de la comptabilisation d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, le coût de la mise hors service est comptabilisé dans les résultats d'exploitation.

Certains actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux se trouvant dans des parcelles grevées d'une servitude ou des emprises qu'elle ne possède pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, conditionnelles ou non. La majorité des servitudes et des emprises de la société sont soit perpétuelles, soit renouvelées automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses installations de façon pérenne, il n'existe actuellement aucune obligation liée à la mise hors service d'immobilisations relative à ces actifs. Si, dans l'avenir, une installation ne semble plus respecter les hypothèses de perpétuité, elle fera l'objet d'un examen pour déterminer s'il existe une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations pouvant être estimée. Si cela est le cas, une telle obligation sera alors constatée.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la société comptabilisées à ce jour se rapportent aux dépenses futures estimatives associées au retrait et à l'élimination de matériel contaminé à l'amiante dans certaines de ses installations et au démantèlement de certains postes de commutation situés sur des sites qu'elle ne possède pas.

3. NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Prises de position en comptabilité ayant été adoptées récemment

En septembre 2011, le FASB a publié l'ASU 2011-09, *Disclosures About an Employer's Participation in a Multiemployer Benefit Plan*. Cette ASU exige que l'employeur fournisse des informations qualitatives et quantitatives sur sa participation à de grands régimes interentreprises qui offrent des prestations de retraite, des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à la retraite. L'objet de l'ASU est de rehausser la transparence des informations à fournir sur les grands régimes interentreprises auxquels un employeur participe, le degré de sa participation à ces régimes, la santé financière de ceux-ci et la nature de ses engagements en vertu de tels régimes. L'employeur qui ne peut pas fournir les informations quantitatives aux termes de l'ASU doit indiquer quels sont ceux qui ont été omis et expliquer pourquoi il n'a pu les obtenir. Cette ASU ne modifie en rien les normes de constatation et d'évaluation de la participation de l'employeur à un régime interentreprises. Étant donné que cette ASU n'exige que la présentation d'informations accrues, son adoption est sans incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

En septembre 2011, le FASB a publié l'ASU 2011-08, *Intangibles-Goodwill and Other (Topic 350), Testing Goodwill for Impairment*. Cette ASU vise à réduire le coût et la complexité du test annuel de dépréciation de l'écart d'acquisition en donnant aux entités la possibilité d'effectuer une évaluation qualitative afin d'établir si ce test est nécessaire. L'entité peut choisir d'évaluer en premier lieu des facteurs qualitatifs en vue de déterminer s'il est nécessaire de procéder au test en deux étapes. Si, par suite d'une telle évaluation, elle conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur d'une unité d'exploitation soit inférieure à la valeur comptable de celle-ci, il lui faudra procéder au test de dépréciation de nature quantitative. Autrement, aucun autre test ne sera requis. Elle pourra choisir de soumettre à une évaluation qualitative quelques-unes ou la totalité de ses unités d'exploitation ou aucune d'entre elles. De plus, l'entité peut omettre une telle évaluation pour toute unité d'exploitation dans toute période et procéder directement à la première étape du test de déprécation et recommencer à en faire l'évaluation qualitative dans une période ultérieure. L'adoption de cette ASU est sans incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

En juin 2011, le FASB a publié l'ASU 2011-05, *Presentation of Comprehensive Income*, afin de préciser qu'une entité a la possibilité de présenter le total du résultat étendu, les composantes du bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu dans un seul état du résultat étendu ou dans deux états distincts, mais consécutifs. Dans les deux cas, une entité doit présenter chaque composante du bénéfice net ainsi que son total, chaque composante des autres éléments du résultat étendu ainsi que leur total de ces éléments et, enfin, le total du résultat étendu. Cette mise à jour abolit la possibilité de présenter les composantes des autres éléments du résultat étendu dans l'état des variations des capitaux propres. Les modifications apportées par cette ASU ne changent en rien les composantes qui doivent être présentées dans les autres éléments du résultat étendu ni le moment auquel elles doivent être reclassées dans le bénéfice net. Hydro One a choisi de présenter les autres éléments du résultat étendu et le bénéfice net dans un seul état, soit l'état consolidé des résultats et du résultat étendu.

En mai 2011, le FASB a publié l'ASU 2011-04, *Fair value Measurement (Topic 820): Amendments to Achieve Common Fair Value Measurement and Disclosure Requirements in U.S. GAAP and IFRSs*. Cette ASU découle des efforts concertés du FASB et de l'International Accounting Standards Board pour élaborer des directives communes et convergentes portant sur la juste valeur et traitant du mode d'évaluation de la juste valeur et des informations à fournir dans le cadre des évaluations de la juste valeur. Les principes d'évaluation de la juste valeur aux termes de cette ASU sont essentiellement équivalents à ceux qui sont énoncés aux termes des PCGR des États-Unis dans l'Accounting Standards Codification 820. Toutefois, cette ASU élargit l'obligation d'information existante se rapportant à l'évaluation de la juste valeur, plus précisément en ce qui a trait aux données de niveau 3, et exige le classement par niveau hiérarchique de juste valeur pour les éléments qui ne sont pas évalués à la juste valeur aux bilans consolidés, mais pour lesquels la juste valeur doit être fournie. Les informations requises figurent à la note 12 - Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques. Comme cette ASU n'exige que la présentation d'informations accrues, son adoption n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

Récentes notes d'orientation concernant la comptabilité n'ayant pas encore été adoptées

En décembre 2011, le FASB a publié l'ASU 2011-11, *Balance Sheet (Topic 210) : Disclosures about Offsetting Assets and Liabilities*. Cette ASU oblige une entité à présenter, et ce, tant sur une base brute que nette, des informations concernant les instruments financiers et les transactions admissibles à la compensation dans les bilans consolidés ainsi que les instruments financiers et transactions conclus aux termes de conventions-cadre de compensation ou d'ententes semblables. Cette ASU a été publiée afin de permettre aux utilisateurs des états financiers de comprendre les effets réels ou éventuels de ces conventions sur la situation financière d'une entité. Cette ASU doit être appliquée rétrospectivement aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2013 et aux périodes que renferment ces exercices. Comme cette ASU n'exige que des informations plus étoffées, son adoption ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés de la société.

4. AMORTISSEMENT

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Amortissement des immobilisations corporelles	**522**	485
Amortissement des actifs incorporels	**48**	45
Coût du retrait d'actifs	**70**	66
Amortissement des actifs réglementaires	**19**	20
	659	616

5. CHARGES DE FINANCEMENT

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Intérêts sur la dette à long terme	**421**	412
Autres	**12**	5
Moins : les intérêts capitalisés sur les immobilisations et le développement en cours	**(59)**	(58)
le gain sur les swaps de taux d'intérêt	**(12)**	(12)
les intérêts gagnés sur les placements	**(4)**	(3)
	358	344

6. PROVISION POUR PAIEMENTS EN REMPLACEMENT DES IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE DES SOCIÉTÉS

Les principales composantes de la charge d'impôts sont les suivantes :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles	**130**	162
Recouvrement reporté des paiements en remplacement des impôts	**(9)**	(12)
Provision pour paiements en remplacement des impôts	**121**	150

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral canadien et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est le suivant :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts	**866**	791
Taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	**26,50 %**	28,25 %
Provision pour paiements en remplacement des impôts au taux prévu par la loi	**230**	223
Augmentation (diminution) découlant de ce qui suit :		
Écarts temporaires nets inclus dans les montants imputés aux abonnés :		
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	**(42)**	(34)
Excédent des cotisations au régime de retraite sur la charge de retraite	**(23)**	(17)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	**(15)**	(16)
Coûts indirects capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	**(14)**	(12)
Crédits d'impôt à l'investissement non remboursables	**(8)**	–
Dépenses liées à l'environnement	**(5)**	(4)
Excédent de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sur les paiements en espèces	**–**	5
Autres	**(3)**	3
Écarts temporaires nets	**(110)**	(75)
Écarts permanents nets	**1**	2
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts	**121**	150
Provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles	**130**	162
Recouvrement différé des paiements en remplacement des impôts	**(9)**	(12)
Total de la provision pour paiements en remplacement des impôts	**121**	150
Taux d'imposition effectif	**13,96 %**	18,96 %

La provision pour paiements en remplacement des impôts exigibles, établie à 130 millions de dollars, représente le montant à payer à la SFIEO au titre du bénéfice de l'exercice à l'étude. Le solde impayé à régler à la SFIEO s'établissait à 10 millions de dollars au 31 décembre 2012 (85 millions de dollars en 2011).

Le total de la provision pour paiements en remplacement des impôts comprend le recouvrement différé des paiements en remplacement des impôts de 9 millions de dollars qui n'est pas inclus dans le processus de tarification, calculés au moyen de la méthode axée sur le bilan. Les soldes de ce recouvrement différé qui devraient être pris en compte dans le processus de tarification sont contrebalancés par les actifs et passifs réglementaires de sorte à refléter le recouvrement ou la sortie anticipé de ces soldes par voie des tarifs d'électricité futurs.

Actifs et passifs d'impôts différés

Les actifs et passifs d'impôts différés découlent de la différence entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs de la société. Aux 31 décembre de l'exercice indiqué, les actifs et passifs d'impôts différés étaient les suivants :

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Actifs d'impôts différés		
Excédent de l'amortissement comptable sur l'amortissement fiscal	**3**	6
Excédent de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sur les paiements en espèces	**7**	5
Dépenses liées à l'environnement	**4**	5
Autres	**–**	1
Total des actifs d'impôts différés	**14**	17
Moins la tranche échéant à moins de un an	**–**	–
	14	17

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Passifs d'impôts différés		
Excédent de l'amortissement fiscal sur l'amortissement comptable	**(1 344)**	(1 106)
Excédent de la charge au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi sur les paiements en espèces	**519**	356
Dépenses liées à l'environnement	**62**	61
Montants réglementaires à recevoir, mais non constatés aux fins comptables	**(147)**	(36)
Écart d'acquisition	**(19)**	(18)
Autres	**3**	4
Total des passifs d'impôts différés	**(926)**	(739)
Moins la tranche échéant à moins de un an	**18**	19
	(944)	(758)

En 2012, le passif d'impôt différé a augmenté de 60 millions de dollars du fait de la variation du taux applicable aux impôts futurs. Au 31 décembre 2012, les pertes fiscales inutilisées reportées en avant s'établissaient à moins de 1 million de dollars (moins de 1 million de dollars en 2011).

7. DÉBITEURS

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Débiteurs – facturés	**224**	235
Débiteurs – non facturés	**644**	588
Débiteurs, montant brut	**868**	823
Provision pour créances douteuses	**(23)**	(18)
Débiteurs, montant net	**845**	805

Le tableau suivant indique l'évolution de la provision pour créances douteuses au cours des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Provision pour créances douteuses – 1er janvier	**(18)**	(25)
Sorties du bilan	**17**	30
Dotations à la provision pour créances douteuses	**(22)**	(23)
Provision pour créances douteuses – 31décembre	**(23)**	(18)

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

31 décembre (en millions de dollars)	Immobilisations corporelles	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
2012				
Transport	**11 840**	**3 990**	**641**	**8 491**
Distribution	**8 005**	**2 879**	**234**	**5 360**
Communications	**1 024**	**516**	**57**	**565**
Administration et service	**1 314**	**668**	**123**	**769**
Servitudes	**614**	**92**	**–**	**522**
	22 797	**8 145**	**1 055**	**15 707**
2011				
Transport	10 906	3 810	1 079	8 175
Distribution	7 596	2 706	253	5 143
Communications	919	468	43	494
Administration et service	1 232	607	61	686
Servitudes	493	88	–	405
	21 146	7 679	1 436	14 903

Les charges de financement capitalisées à l'égard des immobilisations corporelles en cours de construction ont totalisé 56 millions de dollars en 2012 (57 millions de dollars en 2011).

9. ACTIFS INCORPORELS

31 décembre (en millions de dollars)	Actifs incorporels	Amortissement cumulé	Aménagements en cours de réalisation	Total
2012				
Logiciels d'application	**451**	**301**	**116**	**266**
Autres actifs	**5**	**4**	**–**	**1**
	456	**305**	**116**	**267**
2011				
Logiciels d'application	427	254	49	222
Autres actifs	5	3	–	2
	432	257	49	224

Les charges de financement capitalisées à l'égard des actifs incorporels en cours de réalisation se sont établies à 3 millions de dollars en 2012 (1 million de dollars en 2011). La charge d'amortissement annuelle estimative à l'égard des actifs incorporels pour chacun des cinq prochains exercices est de 42 millions de dollars.

10. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants :

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Actifs réglementaires		
Actif réglementaire au titre des prestations de retraite	**1 515**	779
Actif réglementaire au titre des impôts différés	**954**	763
Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	**320**	123
Environnement	**249**	257
Écarts liés aux coûts de retraite	**61**	42
Avenant 2	**10**	11
Coût des projets de mise en valeur à long terme	**5**	5
Autres	**13**	10
Total des actifs réglementaires	**3 127**	1 990
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**29**	24
	3 098	1 966
Passifs réglementaires :		
Écarts liés aux produits externes	**61**	39
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	**54**	39
Avenant 8	**45**	41
Passif réglementaire au titre des impôts différés	**16**	25
Report lié aux économies au titre de la TVP	**13**	8
Avenant 3	**9**	9
Écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée	**6**	8
Avenant relatif à Hydro One Brampton Networks	**–**	2
Autres	**17**	23
Total des passifs réglementaires	**221**	194
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**40**	25
	181	169

Actif réglementaire au titre des prestations de retraite

La société comptabilise aux bilans consolidés le montant net non capitalisé des obligations liées au régime de retraite, ainsi qu'un actif réglementaire de compensation. Un actif réglementaire est comptabilisé étant donné que la direction estime qu'il est probable que les coûts des prestations de retraite seront recouvrés dans l'avenir au moyen du processus de tarification. L'obligation au titre des prestations de retraite est réévaluée à sa juste valeur à la clôture chaque exercice d'après un rapport actuariel annuel, et un actif réglementaire de compensation est comptabilisé, à hauteur de l'ajustement de réévaluation. Si ce n'était de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les autres éléments du résultat étendu en 2012 auraient diminué de 736 millions de dollars (augmenté de 482 millions de dollars en 2011).

Actif et passif réglementaires au titre des impôts différés

Les impôts différés sont constatés pour tenir compte des écarts temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs figurant aux états financiers et leur valeur fiscale correspondante utilisée pour calculer le bénéfice imposable. La société a constaté des actifs et des passifs réglementaires qui correspondent aux actifs d'impôts différés résultant du processus de tarification. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice aurait été comptabilisée selon la méthode axée sur le bilan, et aucun compte réglementaire n'aurait été établi au titre des impôts devant être recouvrés au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice en 2012 aurait été plus élevée d'environ 136 millions de dollars (70 millions de dollars en 2011), compte tenu de l'incidence d'une modification du taux d'imposition pratiquement en vigueur.

Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi

La société comptabilise aux bilans consolidés le montant net non capitalisé des obligations liées aux régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi, ainsi qu'une compensation supplémentaire liée aux actifs réglementaires connexes. Un actif réglementaire est comptabilisé étant donné que la direction estime qu'il est probable que les coûts des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi seront recouvrés dans l'avenir au moyen du processus de tarification. L'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi est réévaluée à sa juste valeur à la clôture de chaque exercice d'après un rapport actuariel annuel, et un actif réglementaire de compensation est comptabilisé, à hauteur de l'ajustement de réévaluation. Si ce n'était de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les autres éléments du résultat étendu en 2012 auraient diminué de 197 millions de dollars (augmenté de 30 millions de dollars en 2011).

Passifs environnementaux

Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives à engager pour remettre en état les sites contaminés dans le passé (voir la note 15 – Passifs environnementaux). Étant donné que ces dépenses sont censées être recouvrables au moyen des tarifs futurs, la société a comptabilisé un montant équivalent à titre d'actif réglementaire. En 2012, cet actif réglementaire a été réduit de 3 millions de dollars (55 millions de dollars en 2011) afin de refléter les variations correspondantes du passif de la société en matière de BPC, et il a été haussé de 2 millions de dollars (5 millions de dollars en 2011) pour tenir compte des variations du passif lié à l'évaluation et à la remise en état des terrains. L'actif réglementaire lié à l'environnement est porté en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles engagées et imputées aux passifs environnementaux. La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence de toutes les dépenses réglementaires réelles de Hydro One et le moment où elles sont toutes recouvrées. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de 2012 auraient été moins élevées de 1 million de dollars (50 millions de dollars en 2011). Par ailleurs, la charge d'amortissement de 2012 aurait été moins élevée de 18 millions de dollars (16 millions de dollars en 2011) et les charges de financement de 2012 auraient été plus élevées de 11 millions de dollars (14 millions de dollars en 2011).

Écarts liés aux coûts de retraite

Le compte d'écarts liés aux coûts de retraite a été établi à l'égard de chacune des entreprises de transport et distribution de Hydro One Networks afin de comptabiliser l'écart entre la charge de retraite réellement engagée et les coûts de retraite estimatifs approuvés par la CEO. Le solde de ce compte reflète l'excédent des coûts de retraite versés en regard des montants approuvés par la CEO. En décembre 2010, la CEO a approuvé que le solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, soit recouvré sur une période de un an allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les produits en 2012 auraient été moins élevés de 18 millions de dollars (14 millions de dollars en 2011).

Avenant 2

En avril 2006, la CEO a rendu publique une décision concernant la demande de tarifs déposée par la société à l'égard de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks. Dans le cadre de sa décision, la CEO a aussi approuvé les soldes du compte de report lié à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One. L'actif réglementaire aux termes de l'avenant 2 comprend les montants liés au règlement de détail et aux écarts de coûts ainsi que les montants des services à basse tension de l'entreprise de distribution, majorés des intérêts courus.

Coûts des projets de mise en valeur à long terme

En mai 2009, la CEO a approuvé la mise en place d'un compte de reports dans lequel sont inscrits les coûts revenant à Hydro One Networks des travaux préliminaires visant à faire progresser certains projets de transport qui avaient été cernés dans les demandes de tarifs de transport de la société pour 2009 et 2010. En mars 2010, la CEO a rendu une décision modifiant la portée du compte afin d'y inclure les 20 projets de transport d'envergure indiqués dans la demande du ministère de l'Énergie et de l'infrastructure de l'époque en septembre 2009. En décembre 2010, la CEO a approuvé le recouvrement du solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, montant devant être recouvré sur une période de un an allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011. En l'absence de comptabilisation des activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de 2011 auraient été moins élevées de 2 millions de dollars.

Écarts liés aux produits externes

En mai 2009, la CEO a approuvé les montants prévus au titre des produits tirés des services d'exportation, les produits externes liés à l'utilisation secondaire des terrains et les produits externes tirés de l'entretien des postes ainsi que des travaux d'ingénierie et de construction. Ces sources de produits sont prises en compte dans l'établissement des besoins de la société en matière de produits, et, par conséquent, la CEO a demandé l'établissement d'un nouveau compte d'écarts pour tenir compte de tout écart entre les montants au titre des produits externes utilisés dans le cadre de l'établissement des besoins en matière de produits et les produits externes réels. Le solde du compte d'écarts liés aux

produits externes reflète l'excédent des produits externes réels sur les montants prévus approuvés par la CEO. En décembre 2010, la CEO a approuvé l'élimination du solde au 31 décembre 2009, y compris les intérêts courus, montant devant être éliminé sur une période de un an, allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011.

Comptes d'écarts liés au règlement de détail (« CELRD »)

Hydro One a reporté certains montants au titre d'écarts liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 de l'Accounting Procedures Handbook de la CEO. En avril 2010, la CEO a approuvé le règlement du total du solde accumulé des CELRD accumulé entre mai 2008 et décembre 2009, y compris les intérêts, montant devant être éliminé sur une période de 20 mois allant du 1er mai 2010 au 31 décembre 2011. Hydro One a continué d'accumuler un passif net dans les CELRD depuis le 31 décembre 2009.

Avenant 8

En avril 2010, la CEO a également demandé l'établissement de comptes de reports dans lesquels est enregistré l'écart entre les produits constatés découlant des dépenses engagées au titre du programme d'énergie verte et les recouvrements reçus réellement.

Compte de report lié aux économies au titre de la TVP

La taxe de vente provinciale (la « TVP ») et la taxe sur les produits et services (la « TPS ») ont été harmonisées en juillet 2010. Contrairement à la TPS, la TVP a été incluse dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et les dépenses en immobilisations à l'égard des besoins en matière de produits passés, approuvés au cours de l'audience sur le coût total de la prestation de services. Sous le régime de la taxe de vente harmonisée (la « TVH »), la TVH comprise dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration et les dépenses en immobilisations n'est pas un coût qui revient en fin de compte à la société et, de ce fait, un remboursement des anciens éléments de TVP pris en compte dans les besoins en matière de produits approuvés s'applique, et la CEO a demandé que soient effectués des calculs de suivi ainsi que le remboursement. Dans le cas des besoins en matière de produits de l'entreprise de transport de Hydro One Networks, la TVP a été incluse entre le 1er juillet 2010 et le 31 décembre 2010 et comptabilisée dans un compte de reports à la demande de la CEO. Dans le cas des besoins en matière de produits de l'entreprise de distribution de Hydro One Networks, la TVP a été incluse entre le 1er juillet 2010 et le 31 décembre 2012 et comptabilisée dans un compte de reports à la demande de la CEO.

Avenant 3

En décembre 2008, la CEO a approuvé certains soldes du compte de reports liés à la distribution dont le recouvrement a été demandé par Hydro One, y compris des écarts liés au règlement de détail, des variations d'impôts reportés, des frais liés à la CEO et des montants liés aux compteurs intelligents. La CEO a approuvé le règlement du solde accumulé aux termes de l'avenant 3 jusqu'en avril 2008, y compris les intérêts, montant devant être éliminé sur une période de 27 mois allant du 1er février 2009 au 30 avril 2011.

Compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée

Hydro One reçoit de la SIERE des montants au titre de la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée. Une tranche de ces montants est versée à l'égard des abonnés résidentiels de Hydro One Networks qui sont admissibles à une protection des tarifs. La CEO a approuvé un mécanisme visant à recouvrer les montants du compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée au moyen des frais de service du marché de gros. Les écarts entre les montants versés à Hydro One par la SIERE et les montants fixes admissibles en vertu de la réglementation, et établis par la suite aux termes de décisions rendues par la CEO sur la base tarifaire de services publics, sont consignés par la société dans le compte d'écarts liés à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée en attendant que ces écarts soient réglés à une date ultérieure.

Avenant relatif à Hydro One Brampton Networks

En avril 2010, la CEO a rendu une décision relative aux tarifs de distribution de Hydro One Brampton Networks pour 2010. Dans le cadre de cette décision, la CEO a approuvé certains soldes de comptes de reports liés à la distribution, essentiellement des écarts liés au règlement de détail, soumis par Hydro One Brampton Networks dans sa demande. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient regroupés dans un seul compte réglementaire et réglés au moyen d'une majoration tarifaire sur une période de deux ans, allant du 1er mai 2010 au 30 avril 2012.

11. DETTE ET CONVENTIONS DE CRÉDIT

Billets à court terme

Hydro One comble ses besoins de liquidités à court terme, en partie par voie de l'émission de papier commercial, aux termes de son programme de papier commercial d'un montant maximal de 1 000 millions de dollars. Les billets à court terme sont libellés en dollars

canadiens et ont diverses durées, lesquelles sont d'au plus 365 jours. Hydro One ne disposait d'aucun emprunt de papier commercial en cours au 31 décembre 2012 et 2011.

Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars constituées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars, obtenue auprès d'un consortium bancaire, et par un placement à long terme dans les billets à taux variable de la province d'Ontario, d'une juste valeur de 251 millions de dollars au 31 décembre 2012.

Dette à long terme

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme s'élève à 3 000 millions de dollars. Au 31 décembre 2012, la tranche qui demeurait disponible jusqu'en septembre 2013 s'élevait à 1 515 millions de dollars.

Le tableau qui suit présente l'encours de la dette à long terme aux 31 décembre 2012 et 2011 :

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Billets, série 3, 5,77 % échéant en 2012	**–**	600
Billets, série 15, 5,00 %, échéant en 2013	**600**	600
Billets, série 19, 3,13 % échéant en 2014[1]	**750**	750
Billets, série 21, 2,95 % échéant en 2015[1]	**500**	500
Billets à taux variable de série 22 échéant en 2015[2]	**50**	50
Billets, série 10, 4,64 % échéant en 2016	**450**	450
Billets à taux variable de série 27 échéant en 2016[2]	**50**	–
Billets, série 13, 5,18 % échéant en 2017	**600**	600
Billets, série 20, 4,40 % échéant en 2020	**300**	300
Billets, série 25, 3,20 % échéant en 2022	**600**	–
Débentures, 7,35 % échéant en 2030	**400**	400
Billets, série 2, 6,93 % échéant en 2032	**500**	500
Billets, série 4, 6,35 % échéant en 2034	**385**	385
Billets, série 9, 5,36 % échéant en 2036	**600**	600
Billets, série 12, 4,89 % échéant en 2037	**400**	400
Billets, série 17, 6,03 % échéant en 2039	**300**	300
Billets, série 18, 5,49 % échéant en 2040	**500**	500
Billets, série 23, 4,39 % échéant en 2041	**300**	300
Billets, série 5, 6,59 % échéant en 2043	**315**	315
Billets, série 11, 5,00 % échéant en 2046	**325**	325
Billets, série 24, 4,00 % échéant en 2051	**225**	100
Billets, série 26, 3,79 % échéant en 2062	**310**	–
	8 460	7 975
Ajouter : la perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché[1]	**19**	33
Déduire : la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**(600)**	(600)
Dette à long terme	**7 879**	7 408

[1] La perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché se rapporte à une tranche de 500 millions de dollars du billet à moyen terme, série 19, échéant en 2014 et à une tranche de 250 millions de dollars du billet à moyen terme, série 21, échéant en 2015. La perte non réalisée liée à l'évaluation à la valeur de marché est compensée par un gain de 19 millions de dollars (33 millions de dollars en 2011) lié à l'évaluation à la valeur de marché sur les swaps de taux d'intérêt fixe/variable, lesquels sont comptabilisés comme des couvertures de la juste valeur. Il y a lieu de se reporter à la note 12 – Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques, pour obtenir des détails sur les couvertures de juste valeur.

[2] Les taux d'intérêt sur les billets à taux variable correspondent aux taux des acceptations bancaires à trois mois, en dollars canadiens, majorés d'une marge.

En 2012, Hydro One a émis des titres de créance à long terme pour un montant de 1 085 millions de dollars dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme, soit 300 millions de dollars au premier trimestre, 425 millions de dollars au deuxième trimestre, 310 millions de dollars au troisième trimestre et 50 millions de dollars au quatrième trimestre de 2012. En septembre 2012, la société a en outre remboursé les billets à moyen terme de série 3 d'un montant de 600 millions de dollars.

La dette à long terme est garantie et libellée en dollars canadiens. Un résumé de la dette à long terme selon le nombre d'années à courir jusqu'à l'échéance est présenté à la note 12 – Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques.

Conventions de crédit

Hydro One a obtenu d'un consortium bancaire une facilité de crédit de soutien renouvelable consentie et inutilisée de 1 250 millions de dollars échéant en juin 2017. Si cette facilité est utilisée, l'encours portera intérêt à un taux fondé sur les taux de référence canadiens. Cette facilité appuie le programme de papier commercial de la société.

La société peut utiliser sa facilité de crédit aux fins de ses besoins généraux, incluant son financement à court terme. L'obligation de chaque prêteur de prolonger la durée du crédit pour la société aux termes de sa facilité de crédit est assujettie à diverses conditions, notamment le fait qu'aucune situation de défaut n'est survenue ni ne découlerait de la prolongation de ce crédit.

12. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

La juste valeur est considérée comme étant le prix d'échange auquel une transaction normale visant la vente d'un actif ou la cession d'un passif serait conclue entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. La notion de juste valeur met l'accent sur une valeur de sortie, laquelle correspond au prix qui serait reçu à la vente d'un actif ou payé à la cession d'un passif.

Comme le prescrivent les normes comptables concernant la juste valeur, Hydro One classe ses évaluations de la juste valeur d'après la hiérarchie suivante, hiérarchie selon laquelle sont classées, par ordre de priorité et en fonction de trois niveaux, les données d'entrée des techniques d'évaluation de la juste valeur :

Les données d'entrée de niveau 1 sont les cours du marché non ajustés auxquels Hydro One peut avoir accès, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif est un marché sur lequel ont lieu des transactions sur l'actif ou le passif selon une fréquence et un volume suffisants pour fournir de façon continue de l'information sur le prix.

Les données d'entrée de niveau 2 correspondent à celles qui ne sont pas des cours du marché et qui sont observables directement ou indirectement pour un actif ou un passif. Les données d'entrée de niveau 2 comprennent, sans toutefois s'y limiter, les cours sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs similaires, les cours sur des marchés qui ne sont pas actifs pour des actifs ou des passifs identiques ou similaires, et les données autres que les cours du marché qui sont observables pour l'actif ou le passif, tels les courbes de taux d'intérêt et de rendement observables aux intervalles usuels, les volatilités, le risque de crédit et les taux de défaut. Pour un classement dans le niveau 2, il est nécessaire qu'une portion négligeable de l'évaluation repose sur des données non observables.

Les données d'entrée de niveau 3 incluent, pour toute évaluation de la juste valeur, des données d'entrée non observables pour l'actif ou le passif, et ce, pour une large part de cette évaluation. Une évaluation de niveau 3 peut être essentiellement fondée sur des données de niveau 2.

Actifs et passifs financiers autres que des dérivés

Aux 31 décembre 2012 et 2011, la valeur comptable des débiteurs, des montants à recevoir des apparentés, des placements à court terme, de la dette bancaire, des créditeurs, des charges à payer et des montants à payer à des apparentés de la société était représentative de leur juste valeur en raison de l'échéance rapprochée de ces instruments.

Évaluations de la juste valeur de la dette à long terme

Ce qui suit indique la juste valeur et la valeur comptable de la dette à long terme de la société aux 31 décembre 2012 et 2011.

31 décembre (en millions de dollars)	**Valeur comptable en 2012**	**Juste Valeur en 2012**	Valeur comptable en 2011	Juste Valeur en 2011
Dette à long terme				
Billets à moyen terme, série 19, de 500 millions de dollars[1]	512	512	521	521
Billets à moyen terme, série 21, de 250 millions de dollars[2]	257	257	262	262
Autres billets et débentures[3]	7 710	9 188	7 225	8 615
	8 479	9 957	8 008	9 398

[1] La juste valeur des billets à moyen terme, série 19, de 500 millions de dollars, susceptible de faire l'objet d'une couverture, est principalement fondée sur les variations de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs attribuables à la variation du rendement obtenu sur le marché des swaps pour le swap s'y rapportant (risque couvert).

[2] La juste valeur des billets à moyen terme, série 21, de 250 millions de dollars, susceptible de faire l'objet d'une couverture, est principalement fondée sur les variations de la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs attribuables à la variation du rendement obtenu sur le marché des swaps pour le swap s'y rapportant (risque couvert).

[3] La juste valeur d'autres billets et débentures et de la tranche des billets à moyen terme, séries 19 et 21, non susceptible de faire l'objet d'une couverture, représente leur valeur de marché et elle est fondée sur les cours de marché non ajustés à la clôture de la période pour des titres d'emprunt identiques ou semblables et assortis des mêmes durées résiduelles.

Évaluations de la juste valeur des instruments dérivés

Au 31 décembre 2012, la société avait des swaps de taux d'intérêt totalisant 750 millions de dollars (750 millions de dollars en 2011) et ayant servi à convertir la dette à taux fixe en dette à taux variable. Ces swaps sont classés comme des couvertures de juste valeur. Les montants ainsi couverts représentaient environ 9 % (9 % en 2011) du total de sa dette à long terme de 8 479 millions de dollars (8 008 millions de dollars en 2011). Au 31 décembre 2012, la société détenait les swaps de taux d'intérêt désignés comme couvertures de juste valeur suivants :

a) deux swaps de taux d'intérêt fixe-variable d'un montant de 250 millions de dollars visant la conversion, en une dette à taux variable à trois mois, d'une tranche de 500 millions de dollars des billets à moyen terme, série 19, de 750 millions de dollars échéant le 19 novembre 2014;

b) deux swaps de taux d'intérêt fixe-variable d'un montant de 125 millions de dollars visant la conversion, en une dette à taux variable à trois mois, d'une tranche de 250 millions de dollars des billets à moyen terme, série 21, de 500 millions de dollars échéant le 11 septembre 2015.

Au 31 décembre 2012, la société avait également des swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal de 900 millions de dollars qu'elle a classés dans les contrats non désignés. Ces contrats sont constitués des swaps de taux d'intérêt suivants :

c) trois swaps de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 250 millions de dollars qui bloquent le taux variable que la société paiera dans les périodes allant du 11 décembre 2012 au 11 décembre 2013, du 21 février 2012 au 19 février 2013 et du 19 février 2013 au 19 février 2014, respectivement, sur une partie des swaps de taux d'intérêt fixe-variable susmentionnés;

d) deux swaps de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 50 millions de dollars qui bloquent le taux variable que la société paiera sur ses billets à moyen terme à taux variable, série 22, de 50 millions de dollars entre le 24 janvier 2012 et le 24 janvier 2013 et entre le 24 janvier 2013 et les 24 janvier 2014;

e) un swaps de taux d'intérêt variable-fixe d'un montant de 50 millions de dollars qui bloque le taux variable que la société paiera sur ses billets à moyen terme à taux variable, série 27, de 50 millions de dollars entre le 4 mars 2013 et le 3 décembre 2013.

Aux 31 décembre 2012 et 2011, la valeur comptable des instruments dérivés de la société reflétait leur juste valeur.

Hiérarchie de la juste valeur

Ce qui suit indique la hiérarchie de la juste valeur des actifs et passifs financiers aux 31 décembre 2012 et 2011 :

31 décembre 2012 (en millions de dollars)	**Valeur comptable**	**Juste valeur**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**
Actifs					
Placements à court terme	**195**	**195**	**–**	**195**	**–**
Placement à long terme	**251**	**251**	**–**	**251**	**–**
Instruments dérivés					
Couvertures de juste valeur – swaps de taux d'intérêt	**19**	**19**	**–**	**19**	**–**
	465	**465**	**–**	**465**	**–**
Passifs					
Dette bancaire	**42**	**42**	**42**	**–**	**–**
Dette à long terme	**8 479**	**9 957**	**–**	**9 957**	**–**
	8 521	**9 999**	**42**	**9 957**	**–**

31 décembre 2011 (en millions de dollars)	Valeur comptable	Juste valeur	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Actifs					
Placements à court terme	228	228	–	228	–
Placement à long terme	250	250	–	250	–
Instruments dérivés					
Couvertures de juste valeur – swaps de taux d'intérêt	33	33	–	33	–
Contrats non désignés – swaps de taux d'intérêt	1	1	–	1	–
	512	512	–	512	–
Passifs					
Dette bancaire	39	39	39	–	–
Dette à long terme	8 008	9 398	–	9 398	–
	8 047	9 437	39	9 398	–

Les placements à court terme représentent les placements dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois. La juste valeur des placements à court terme est déterminée au moyen de données autres que les cours du marché qui sont observables pour les actifs. La société obtient les prix cotés servant à déterminer la juste valeur des placements à court terme auprès de tiers indépendants.

Le placement à long terme représente des billets à taux variable émis par la province d'Ontario. La juste valeur des placements à long terme est déterminée au moyen de données autres que les cours du marché qui sont observables pour cet actif, les gains ou pertes non constatés à leur égard étant pris en compte dans les Charges de financement. La société obtient les prix cotés servant à déterminer la juste valeur des placements à long terme auprès d'un tiers indépendant qui utilise les cours de marché de titres semblables ajustés pour tenir compte de la variation des données observables, telles que les dates d'échéance et les taux d'intérêt.

La juste valeur des instruments dérivés est déterminée au moyen de données autres que les cours du marché qui sont observables pour ces actifs. La juste valeur est principalement fondée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs reposant sur une courbe des taux de rendement des swaps servant à poser les hypothèses en matière de taux d'intérêt.

La juste valeur de la partie couverte de la dette à long terme est principalement fondée sur la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs établie d'après une courbe des taux de rendement des swaps servant à poser les hypothèses de taux d'intérêt. La juste valeur de la partie non couverte de la dette à long terme est fondée sur les cours du marché non ajustés à la clôture de la période pour des instruments d'emprunt identiques ou semblables qui comportent la même période à courir jusqu'à l'échéance.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, aucun reclassement important d'un niveau à l'autre n'a eu lieu.

Se reporter à la note 14 - Prestations de retraite, avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi, pour d'autres informations concernant la juste valeur et les techniques d'évaluation qui ont été appliquées aux actifs des régimes de retraite.

Gestion des risques

L'exposition au risque de marché, au risque de crédit et au risque d'illiquidité survient dans le cadre normal des activités de la société.

Risque de marché

Le risque de marché désigne essentiellement le risque de perte résultant des variations des prix des marchandises ainsi que des taux de change et d'intérêt. La société n'est pas exposée au risque lié aux prix des marchandises. Elle l'est au risque de change étant donné qu'elle conclut des ententes visant l'achat de matières et d'équipement aux fins de ses projets et programmes d'investissement et dont le règlement se fait en devises. Son risque de change n'est pas important. Toutefois, il se pourrait que la société décide éventuellement d'émettre des titres de créance libellés en devises, lesquels feraient alors l'objet d'une couverture en dollars canadiens conformément à sa politique de gestion des risques. Hydro One est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt puisque le taux de rendement réglementé de ses entreprises de transport et de distribution est calculé à l'aide d'une approche fondée sur des formules qui repose sur des prévisions quant aux taux de rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada et sur l'écart entre les taux de rendement des obligations à 30 ans cotées « A » de services publics au Canada et le taux de rendement de référence des obligations du gouvernement du Canada à 30 ans. La société estime qu'une contraction de 1 % du taux de rendement prévisionnel des obligations à long terme du gouvernement du Canada ou de l'écart relatif aux taux de rendement des obligations de services publics cotées « A » ayant servi à établir le taux de rendement de la société retrancherait environ 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2011) des résultats d'exploitation de son entreprise de transport et quelque 10 millions de dollars (10 millions de dollars en 2011) de ceux de son entreprise de distribution de Hydro One Networks.

La société utilise à la fois des dettes à taux variable et des dettes à taux fixe pour gérer la composition de son portefeuille de dettes. Elle a également recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son risque de taux d'intérêt. En outre, la société utilise des swaps de taux d'intérêt, lesquels sont généralement désignés comme des couvertures de juste valeur, afin de gérer son risque de taux d'intérêt dans l'optique de réduire le coût de la dette. Par ailleurs, elle peut recourir à des instruments dérivés de taux d'intérêt pour bloquer ses taux d'intérêt en prévision d'un financement futur. Hydro One peut également conclure des contrats sur dérivés tels que des swaps différés de taux d'intérêt payeurs de taux fixe afin de se prémunir contre l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les emprunts à long terme à taux fixe qu'elle doit contracter. Ces arrangements conclus à cette fin sont généralement désignés comme des couvertures de flux de trésorerie. Aucun contrat visant la couverture de flux de trésorerie n'était en vigueur aux 31 décembre 2012 et 2011.

Une hausse hypothétique de 10 % des taux d'intérêt associés à la dette à taux variable n'aurait pas diminué de manière significative les résultats d'exploitation de Hydro One pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011.

Couvertures de juste valeur

Dans le cas d'un instrument dérivé qui est désigné et admissible en tant que couverture de juste valeur, le gain ou la perte sur cet instrument ainsi que le gain ou la perte de compensation sur l'élément couvert qui est attribuable au risque couvert sont pris en compte dans les états consolidés des résultats et du résultat étendu. Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, le montant net de la perte ou du gain non réalisé sur la dette couverte et sur les swaps de taux d'intérêt connexes a été pris en compte dans les Charges de financement comme suit :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Perte (gain) non réalisé(e) sur la dette couverte	**(14)**	25
Perte (gain) non réalisé(e) sur les swaps de taux d'intérêt servant de couvertures de juste valeur	**14**	(25)
Montant net de la perte (du gain) non réalisé(e)	**–**	–

Au 31 décembre 2012, Hydro One avait des couvertures de juste valeur liées aux swaps de taux d'intérêt d'un montant nominal de 750 millions de dollars (750 millions de dollars en 2011), et les actifs à la juste valeur s'y rapportant se chiffraient à 19 millions de dollars (33 millions de dollars en 2011). Au cours des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, aucune portion inefficace des couvertures de juste valeur n'a influé fortement sur les résultats d'exploitation.

Risque de crédit

Les actifs financiers engendrent le risque qu'une contrepartie n'honore pas ses engagements, entraînant ainsi une perte financière. Aux 31 décembre 2012 et 2011, aucune catégorie donnée d'actifs financiers ne générait une concentration importante du risque de crédit. La société réalise ses produits auprès d'une vaste clientèle. Par conséquent, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Aux 31 décembre 2012 et 2011, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un même client.

Au 31 décembre 2012, la provision pour créances douteuses de la société s'établissait à 23 millions de dollars (18 millions de dollars en 2011). Les ajustements et radiations requis ont été déterminés au moyen d'un examen des comptes en souffrance, examen qui tient compte des résultats passés. Au 31 décembre 2012, environ 3 % des débiteurs de la société dataient de plus de 60 jours (3 % en 2011).

Hydro One gère son risque de crédit lié aux contreparties au moyen de diverses techniques, notamment en concluant des transactions avec des contreparties qui jouissent d'une excellente cote de solvabilité, en limitant le montant d'exposition total à des contreparties individuelles, comme le prévoit sa politique en matière de risque de crédit qu'a approuvée son conseil d'administration, en concluant des conventions-cadres qui permettent un règlement sur une base nette et donnent un droit contractuel d'opérer compensation et en surveillant la situation financière de ses contreparties. Outre les dispositions de compensation de paiement que renferment les accords précités, la société établit des limites de crédit, des seuils de marge et les garanties exigées de chaque contrepartie. Les limites de crédit des contreparties sont fondées sur un examen interne de leur solvabilité qui tient compte de divers facteurs, notamment les résultats d'un modèle de notation, le levier financier, la liquidité, la rentabilité, les cotes de crédit et la capacité de gestion des risques. L'exposition au risque de crédit que pose une contrepartie donnée correspond au total de l'exposition actuelle et de toute exposition éventuelle à cette contrepartie. L'exposition actuelle est calculée comme étant le total du montant en capital des positions sur le marché monétaire et de la valeur de marché de tous les contrats qui représentent une position à la valeur de marché positive à la date d'évaluation. La société ne compenserait, pour une même contrepartie, des valeurs de marché négatives par des valeurs positives que si elle y était autorisée du fait de l'existence d'un accord de compensation juridiquement exécutoire, telle une convention-cadre de l'International Swap Dealers Association. L'exposition éventuelle représente une marge de sécurité visant à protéger la société des fluctuations à venir des taux d'intérêt et de change, des titres de participation et des prix des marchandises. Cette exposition est calculée en fonction de facteurs qu'a définis la Banque des règlements internationaux après avoir procédé à une analyse approfondie des fluctuations aléatoires historiques des taux d'intérêt et de change. S'il y a dépassement des seuils de marge attribués à une contrepartie, celle-ci doit remettre une garantie à la société, comme le stipule chaque accord. La société surveille le risque de crédit actuel et à venir auquel l'exposent ses contreparties de manière individuelle et globale. Le risque de crédit associé à ses débiteurs ne peut dépasser leur valeur comptable qui figure aux bilans consolidés.

Les instruments financiers dérivés posent un risque de crédit puisqu'il est possible que les contreparties à ces instruments manquent à leurs engagements. L'exposition au risque de crédit inhérent aux contrats sur dérivés, avant toute garantie, est représentée par la juste valeur de ces derniers à la date d'arrêté des comptes. Au 31 décembre 2012, le risque de crédit lié aux contreparties et inhérent à la juste valeur de ces swaps de taux d'intérêt se chiffrait à 22 millions de dollars (36 millions de dollars en 2011). Au 31 décembre 2012, le risque de crédit de Hydro One eu égard à tous les instruments dérivés ainsi qu'aux créditeurs et débiteurs concernés comportait une cote de crédit de qualité supérieure, quatre institutions financières en étant les contreparties. Le risque de crédit de chacune des quatre contreparties compte pour plus de 10 % du risque de crédit total.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité s'entend de la capacité de la société à s'acquitter de ses obligations financières à l'échéance. Hydro One comble ses besoins de liquidités à court terme au moyen de la trésorerie et des équivalents de trésorerie en caisse, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de l'émission de papier commercial, de la facilité de crédit de soutien renouvelable et des billets à taux variable de la province de l'Ontario qu'elle détient. Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars constituées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et échéant en juin 2017 et de billets à taux variable de la province de l'Ontario d'une juste valeur de 251 millions de dollars que la société détient. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer les besoins habituels de Hydro One en matière d'exploitation.

Au 31 décembre 2012, il était prévu que des créditeurs et charges à payer d'un montant de 722 millions de dollars seraient réglés en espèces à leur valeur comptable au cours des douze prochains mois.

Au 31 décembre 2012, la société avait émis des titres de créance à long terme d'un montant nominal de 8 460 millions de dollars (7 975 millions de dollars en 2011). La tranche de la dette à long terme arrivant à échéance au cours du prochain exercice se chiffrait à 600 millions de dollars (600 millions de dollars en 2011). Les intérêts à payer au cours des douze prochains mois à l'égard de l'encours de la dette à long terme de la société se chiffraient à 410 millions de dollars (408 millions de dollars en 2011). Le tableau qui suit présente un sommaire de l'encours du capital, des paiements d'intérêt et des taux d'intérêt moyens pondérés selon le nombre d'années à courir jusqu'à l'échéance.

Années avant l'échéance	Montant non remboursé sur la dette à long terme *(en millions de dollars)*	Paiements d'intérêt[1] *(en millions de dollars)*	Taux d'intérêt moyen pondéré[1] *(en pourcentage)*
1 an	600	410	5,0
2 ans	750	379	3,1
3 ans	550	356	2,8
4 ans	500	331	4,3
5 ans	600	320	5,2
	3 000	1 796	4,1
De 6 à 10 ans	900	1 403	3,6
Plus de 10 ans	4 560	4 138	5,6
	8 460	7 337	4,9

[1] Les paiements d'intérêt et les taux d'intérêt moyens pondérés au-delà de un an ne tiennent pas compte de l'incidence des billets à taux variable, série 22, échéant en 2015, d'un montant de 50 millions de dollars et des billets à taux variable, série 27, échéant en 2016, d'un montant de 50 millions de dollars.

13. GESTION DU CAPITAL

La structure du capital de la société devrait lui permettre d'atteindre les objectifs suivants : un accès continu et à long terme à des fonds, à des taux raisonnables, et la réalisation de rendements financiers convenables. Pour assurer un accès continu à des fonds, la société vise à conserver une note de crédit à long terme dans la catégorie « A ».

La société considère les capitaux propres, les actions privilégiées, la dette à long terme et la trésorerie et les équivalents de trésorerie comme des éléments constitutifs de sa structure du capital. Aux 31 décembre 2012 et 2011, la structure du capital de la société s'établissait comme suit :

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**600**	600
Moins : la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**195**	228
	405	372
Dette à long terme	**7 879**	7 408
Actions privilégiées	**323**	323
Actions ordinaires	**3 314**	3 314
Bénéfices non répartis	**3 202**	2 827
	6 516	6 141
Total du capital	**15 123**	14 244

La société doit se conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de la dette à long terme et de la facilité de crédit de Hydro One limitent la dette admissible de la société à 75 % de sa structure du capital, restreignent sa capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Aux 31 décembre 2012 et 2011, Hydro One était conforme à toutes ces clauses restrictives et limites.

14. PRESTATIONS DE RETRAITE, AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE ET AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI

Hydro One a un régime de retraite à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire ainsi que des régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi. Le régime de retraite à prestations déterminées (le « régime de retraite ») est contributif et couvre tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales, à l'exception de ceux de Hydro One Brampton Networks. Ces derniers participent au régime OMERS, une caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Le régime de retraite complémentaire procure aux participants du régime de retraite les avantages qu'ils auraient gagnés ou payés aux termes du régime de retraite si ce n'était des limites imposées par la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). L'obligation au titre du régime complémentaire de retraite est inscrite aux bilans consolidés dans les obligations au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi.

Le régime OMERS

Les cotisations de Hydro One au régime OMERS pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 se sont établies à 2 millions de dollars (1 million de dollars en 2011). Les cotisations de la société à verser au 31 décembre 2012 et inscrites dans les charges à payer aux bilans consolidés se situaient à 0,2 million de dollars (0,2 million de dollars en 2011). Les cotisations de Hydro One ne représentaient pas plus de 5 % du total des cotisations au régime OMERS, comme il est indiqué dans le rapport annuel d'OMERS le plus récent qui soit disponible, c'est-à-dire celui de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Au 31 décembre 2011, le régime d'OMERS était capitalisé à hauteur de 88,7 % et comportait un passif actuariel de 7 290 millions de dollars. Ce passif exigera probablement des paiements futurs de la part des employeurs et des membres qui prennent part au régime. Les cotisations futures de Hydro One pourraient augmenter fortement si d'autres entités se retiraient du régime.

Régimes de retraite, d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi

Le régime de retraite prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux cadres au service de la société depuis le 1er janvier 2004, et pour les nouveaux membres représentés par la Society of Energy Professionals embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation.

Les cotisations au régime de retraite de la société et les cotisations salariales sont fondées sur une évaluation actuarielle effectuée tous les trois ans au moins. Des cotisations annuelles au régime de retraite pour 2012 s'élevant à 163 millions de dollars (152 millions de dollars en 2011) ont été établies d'après une évaluation actuarielle effectuée en date du 31 décembre 2011 et du niveau prévu du salaire ouvrant droit à pension pour 2012. Les cotisations annuelles estimatives au régime de retraite pour 2013 s'élèvent à 162 millions de dollars, compte tenu de l'évaluation effectuée en date du 31 décembre 2011 et du niveau prévu du salaire ouvrant droit à pension.

Hydro One constate aux bilans consolidés la surcapitalisation ou la sous-capitalisation de son régime de retraite et de ses régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi (les « régimes ») en tant qu'actif ou passif, et elle comptabilise des actifs et passifs réglementaires de compensation, selon ce qui convient. Si ce n'était de la comptabilisation exigée par la réglementation, les obligations sous-capitalisées au titre des prestations et avantages seraient inscrites dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. L'incidence des modifications des hypothèses qui ont été formulées pour évaluer les obligations au titre des prestations de retraite, des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi est généralement constatée sur la durée de service résiduelle moyenne prévue des salariés. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la date d'évaluation des régimes était le 31 décembre.

Exercice clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Prestations de retraite **2012**	2011	Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi **2012**	2011
Variation de l'obligation au titre des prestations et avantages projetés				
Obligation au titre des prestations et avantages projetés à l'ouverture de l'exercice	**5 461**	4 996	**1 206**	1 178
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**123**	108	**29**	30
Intérêts débiteurs	**285**	286	**63**	68
Transferts réciproques	**1**	4	**–**	–
Prestations et avantages versés	**(291)**	(289)	**(42)**	(42)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	**928**	356	**203**	(28)
Obligation au titre des prestations et avantages projetés à la clôture de l'exercice	**6 507**	5 461	**1 459**	1 206
Variation des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime à l'ouverture de l'exercice	**4 682**	4 699	**–**	–
Rendement réel des actifs des régimes	**425**	102	**–**	–
Transferts réciproques	**1**	4	**–**	–
Prestations versées	**(291)**	(289)	**–**	–
Cotisations de l'employeur	**163**	153	**–**	–
Cotisations des salariés	**27**	27	**–**	–
Charges d'administration	**(15)**	(14)	**–**	–
Juste valeur des actifs du régime à la clôture de l'exercice	**4 992**	4 682	**–**	–
Montant non capitalisé	**1 515**	779	**1 459**	1 206

Hydro One inscrit ses obligations au titre des prestations et avantages constitués ainsi que les actifs du régime à leur montant net aux bilans consolidés, sous les postes suivants :

31 décembre (en millions de dollars)	Prestations de retraite **2012**	2011	Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi **2012**	2011
Charges à payer	**–**	–	**43**	43
Passif au titre des prestations de retraite	**1 515**	779	**–**	–
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	**–**	–	**1 416**	1 163
Montant non capitalisé	**1 515**	779	**1 459**	1 206

La situation de capitalisation ou de non-capitalisation du régime de retraite et des régimes d'avantages complémentaires de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi s'entend de l'écart entre la juste valeur des actifs des régimes et les obligations au titre des prestations et avantages projetés aux termes des régimes. La situation de capitalisation ou de non-capitalisation varie au fil du temps en raison de plusieurs facteurs, notamment le montant des cotisations, les taux d'actualisation utilisés et les rendements réels des actifs du régime.

Le tableau suivant indique l'obligation au titre des prestations et avantages projetés (« OPAP »), l'obligation au titre des prestations et avantages constitués (« OPAC ») ainsi que la juste valeur des actifs du régime, et ce, pour le régime de retraite.

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
OPAP	**6 507**	5 461
OPAC	**6 074**	5 038
Juste valeur des actifs des régimes	**4 992**	4 682

Selon l'OPAC, les régimes étaient capitalisés à hauteur de 82 % au 31 décembre 2012 (93 % en 2011). D'après l'OPAP, ils l'étaient à 77 % à cette même date (86 % en 2011). L'OPAC diffère de l'OPAP puisqu'aucune hypothèse quant aux niveaux des salaires futurs n'a été posée aux fins du calcul de la première.

Composantes des coûts nets des prestations et des avantages de la période

Le tableau suivant présente les composantes des coûts nets des prestations et des avantages de tous les régimes pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011	**2012**	2011
Coût des services rendus au cours de la période, déduction faite des cotisations des salariés	**96**	81	**30**	30
Intérêts débiteurs	**285**	286	**63**	67
Rendement prévu des actifs du régime, déduction faite des charges	**(289)**	(291)	**–**	–
Amortissement de la perte actuarielle	**112**	68	**8**	7
Amortissement du coût des services passés	**3**	4	**3**	4
Coûts nets des prestations et des avantages de la période	**207**	148	**104**	108
Montant imputé aux résultats d'exploitation[1]	**76**	93	**48**	61

[1] La société suit la méthode de la comptabilité de caisse, ce qui reflète l'inclusion des coûts du régime de retraite dans les tarifs approuvés par la CEO. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, des coûts de retraite de 163 millions de dollars (153 millions de dollars en 2011) ont été attribués à la main-d'œuvre. De ce montant, 76 millions de dollars (93 millions de dollars en 2011) ont été imputés à l'exploitation et 87 millions de dollars (60 millions de dollars en 2011) ont été incorporés aux coûts des immobilisations corporelles et des actifs incorporels.

Hypothèses

L'évaluation des obligations aux termes des régimes et des coûts des prestations ou avantages aux termes des régimes est tributaire de divers facteurs, notamment de l'élaboration d'hypothèses d'évaluation et du choix de conventions comptables. Lorsqu'elle élabore les hypothèses requises, la société tient compte des données historiques ainsi que des attentes futures. L'évaluation des obligations au titre des prestations ou avantages subit l'incidence de plusieurs hypothèses, notamment celles sur le taux d'actualisation appliqué aux obligations au titre des prestations ou avantages, le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes, les cotisations que Hydro One prévoit verser dans les régimes, l'incidence de la mortalité, la durée résiduelle attendue d'activité des participants des régimes, la rémunération et le taux d'augmentation de la rémunération, l'âge des salariés, la durée d'activité des salariés ainsi que le taux d'augmentation prévu des coûts des soins de santé, entre autres facteurs. L'incidence des modifications des hypothèses utilisées pour évaluer les obligations aux termes des régimes est habituellement comptabilisée sur la durée moyenne résiduelle attendue d'activité des participants aux régimes. Pour établir le taux de rendement prévu des actifs des régimes, Hydro One tient compte d'indicateurs économiques historiques (notamment l'inflation et la croissance du PIB) qui ont une incidence sur le rendement des actifs, ainsi que des prévisions en matière de rendement à long terme futur des marchés boursiers, pondéré en fonction des répartitions cibles des catégories d'actifs. De façon générale, il est prévu que les titres de capitaux propres, les placements immobiliers et les placements dans des actions de sociétés fermées auront un rendement supérieur à celui des titres à revenu fixe.

Les hypothèses moyennes pondérées ci-après ont été utilisées pour établir les obligations au titre des prestations et avantages et la charge au titre des prestations et avantages aux 31 décembre 2012 et 2011. Les hypothèses ayant servi à établir les obligations au titre des prestations et des avantages à la clôture de l'exercice à l'étude sont les mêmes que celles qui ont servi à estimer les coûts nets des prestations et des avantages de l'exercice suivant.

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
Exercices clos les 31 décembre	**2012**	2011	**2012**	2011
Hypothèses importantes				
Aux fins du calcul des coûts nets des prestations et des avantages des exercices clos les 31 décembre :				
Taux de rendement prévu moyen pondéré des actifs des régimes	**6,25 %**	6,25 %	–	–
Taux d'actualisation moyen pondéré	**5,25 %**	5,75 %	**5,25 %**	5,75 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	**2,50 %**	2,50 %	**2,50 %**	2,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	**2,00 %**	2,00 %	**2,00 %**	2,00 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés (en années)	**11**	11	**11**	11
Taux d'augmentation du coût tendanciel des soins de santé[1]	–	–	**4,41 %**	4,91 %
Aux fins du calcul de l'obligation au titre des avantages et des prestations projetés aux 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	**4,25 %**	5,25 %	**4,25 %**	5,25 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	**2,50 %**	2,50 %	**2,50 %**	2,50 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	**2,00 %**	2,00 %	**2,00 %**	2,00 %
Taux d'augmentation du coût tendanciel des soins de santé[2]	–	–	**4,39 %**	4,41 %

[1] Le taux passant progressivement de 7,03 % par année en 2012 à 4,41% par année en 2031 et par la suite (de 7,56 % en 2011 à 4,91 % par année en 2029 et par la suite selon les estimations faites en 2011).

[2] Le taux passant progressivement de 6,91 % par année en 2013 à 4,39% par année en 2031 et par la suite (de 7,03 % en 2012 à 4,41 % par année en 2031 et par la suite selon les estimations faites en 2011).

Le taux d'actualisation ayant servi à déterminer l'obligation au titre des prestations de retraite de l'exercice à l'étude et les coûts nets des prestations et avantages de l'exercice suivants a été établi d'après une méthode fondée sur la courbe des taux de rendement. Aux termes de cette méthode, les paiements prévus au titre des prestations futures pour chacun des régimes sont actualisés selon un taux figurant sur une courbe de taux de rendement d'obligations de tiers et correspondant à chaque duration. La courbe des taux de rendement est établie à partir des obligations à long terme de sociétés notées AA. Un taux d'actualisation unique donnant la même valeur actualisée que la somme des flux de trésorerie actualisés est alors calculé.

L'incidence d'une variation de 1 % du coût des soins de santé sur les avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi est la suivante :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Incidence d'une augmentation de 1 % du coût tendanciel des soins de santé sur les éléments suivants :		
Obligation au titre des avantages projetés aux 31 décembre	**246**	174
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	**17**	20
Incidence d'une diminution de 1 % du coût tendanciel des soins de santé sur les éléments suivants :		
Obligation au titre des avantages projetés aux 31 décembre	**(191)**	(138)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	**(13)**	(14)

Paiements estimatifs au titre des prestations et avantages futurs

Au 31 décembre 2012, les paiements estimatifs au titre des prestations et des avantages futurs aux participants des régimes par la société étaient les suivants :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite	Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi
2013	299	51
2014	306	54
2015	313	57
2016	318	61
2017	324	64
2018 à 2022	1 690	374
Total des paiements estimatifs au titre des prestations et des avantages futurs jusqu'en 2022	3 250	661

Composantes des actifs réglementaires

Une partie des gains et pertes actuariels, du coût des services passés est prise en compte dans les actifs réglementaires figurant aux bilans consolidés de Hydro One afin de refléter le fait que ces montants devraient faire l'objet d'une inclusion réglementaire dans les tarifs futurs. Autrement, ces gains et pertes seraient inscrits dans les autres éléments du résultat étendu. Le tableau suivant indique les gains et les pertes actuariels ainsi que les coûts des services passés inscrits dans les actifs réglementaires :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011	**2012**	2011
Perte actuarielle (gain actuariel) de l'exercice	**807**	558	**203**	(27)
Amortissement de la perte actuarielle	**(112)**	(68)	**(8)**	(7)
Amortissement du coût des services passés	**(3)**	(4)	**(3)**	(3)
	692	486	**192**	(37)

Le tableau suivant indique les composantes des actifs réglementaires qui n'ont pas été constatées en tant que composantes des coûts nets des prestations et des avantages de la période pour les exercices clos 31 décembre 2012 et 2011 :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
Exercice clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011	**2012**	2011
Coût des services passés	**5**	7	**5**	7
Perte actuarielle	**1 510**	772	**315**	116
	1 515	779	**320**	123

Le tableau suivant indique les composantes des actifs réglementaires, aux 31 décembre des exercices indiqués, devant être amorties en tant que composantes des coûts nets des prestations et des avantages de la période au cours de l'exercice suivant :

	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi	
Exercice clos les 31 décembre 2011 (en millions de dollars)	**2012**	2011	**2012**	2011
Coût des services passés	**2**	3	**3**	3
Perte actuarielle	**175**	112	**17**	4
	177	115	**20**	7

Actifs du régime de retraite

Stratégie de placement

Hydro One évalue régulièrement sa stratégie de placement afin de s'assurer que les actifs du régime de retraite seront suffisants pour verser les prestations de retraite au moment où elles devront l'être. Dans le cadre de cette évaluation, Hydro One peut modifier sa répartition d'actifs cible ainsi que sa stratégie de placement. Le régime de retraite est géré en fonction de ses actifs nets. Le principal objectif établi à son égard est de maintenir un niveau d'actifs nets permettant d'acquitter les obligations de la société en matière de prestations. Cet objectif est atteint grâce au respect de politiques d'investissement précises, lesquelles sont décrites dans le sommaire des politiques et procédures d'investissement (le « sommaire ») du régime de retraite, sommaire qui est examiné et approuvé par le comité des placements et du régime de retraite du conseil d'administration de Hydro One. Pour gérer les actifs nets du régime de retraite, la société fait appel à des gestionnaires de placements externes compétents qui se voient confier la responsabilité d'investir les fonds existants et les nouveaux fonds (soit les cotisations des salariés et de l'employeur de l'exercice) conformément au sommaire qui a été approuvé. Le rendement de ces gestionnaires est surveillé par voie d'un cadre de gouvernance. Toute augmentation des actifs nets résulte directement du revenu de placement que génèrent les investissements du régime de retraite et des cotisations qui y versent les salariés admissibles et la société. Les actifs nets servent principalement au versement des prestations aux membres admissibles du régime de retraite.

Composition des actifs du régime de retraite

Ce qui suit indique la répartition cible et la répartition moyenne pondérée des actifs du régime de retraite au 31 décembre 2012.

31 décembre 2012	Répartition cible (%)	Actifs du régime de retraite (%)
Titres de participation	60,0	64,1
Titres de créance	35,0	35,8
Autres[1]	5,0	0,1
	100,0	100,0

[1] Comprennent placements immobiliers et des placements dans des infrastructures

Au 31 décembre 2012, le régime de retraite détenait des obligations de société de Hydro One Inc. de 20 millions de dollars (27 millions de dollars en 2011) et des titres de créance de la Province de 243 millions de dollars (214 millions de dollars en 2011).

Concentrations du risque de crédit

Hydro One a analysé le portefeuille d'actifs de son régime de retraite afin d'y détecter toute concentration importante du risque de crédit aux 31 décembre 2012 et 2011. Les concentrations sur lesquelles elle s'est attardée ont compris, entre autres, celles concernant les placements dans une même entité, le type de secteur et les fonds individuels. Aux 31 décembre 2012 et 2011, les actifs du régime de retraite ne présentaient aucune concentration importante du risque de crédit (définie comme représentant plus de 10 % des actifs du régime).

En ce qui a trait aux obligations, le risque de crédit lié aux contreparties auquel le régime de retraite est exposé est géré en investissant dans des obligations de première qualité et des obligations gouvernementales. Dans le cas des instruments dérivés, ce risque est géré en ne concluant des opérations qu'avec des institutions financières qui ont obtenu au moins la cote « AA » de la part de S&P's ou « Aa2 » de Moody's Investors Service Inc. ainsi qu'en limitant les positions auprès de chaque contrepartie. Le risque de défaut découlant d'opérations sur des titres cotés en Bourse est considéré comme étant minime puisqu'aucune opération ne peut avoir lieu si l'une ou l'autre des parties manque à son engagement.

Évaluations à la juste valeur

Le tableau suivant présente les actifs du régime de retraite qui sont évalués et constatés à la juste valeur de manière récurrente ainsi que le niveau de la hiérarchie de la juste valeur dans lequel ils étaient classés aux 31 décembre 2012 et 2011.

31 décembre 2012 (en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Fonds communs	**2**	**15**	**104**	**121**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**125**	**–**	**–**	**125**
Titres à court terme	**–**	**100**	**–**	**100**
Placements immobiliers	**–**	**–**	**2**	**2**
Actions de sociétés canadiennes	**920**	**–**	**–**	**920**
Actions de sociétés étrangères	**2 077**	**–**	**–**	**2 077**
Obligations et débentures canadiennes	**–**	**1 643**	**–**	**1 643**
Total de la juste valeur des actifs des régimes[1]	**3 124**	**1 758**	**106**	**4 988**

[1] Au 31 décembre 2012, le total de la juste valeur des actifs du régime de retraite ne tenait pas compte des montants suivants : 16 millions de dollars d'intérêts et de dividendes à recevoir; 4 millions de dollars associés à des opérations de vente en cours; et 8 millions de dollars associés aux charges d'administration du régime de retraite.

31 décembre 2011 (en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Fonds communs	3	15	165	183
Trésorerie et équivalents de trésorerie	128	–	–	128
Titres à court terme	–	38	–	38
Placements immobiliers	–	–	2	2
Actions de sociétés canadiennes	820	–	–	820
Actions de sociétés étrangères	1 820	–	–	1 820
Obligations et débentures canadiennes	–	1 675	–	1 675
Obligations et débentures étrangères	–	1	–	1
Total de la juste valeur des actifs des régimes[1]	2 771	1 729	167	4 667

[1] Au 31 décembre 2011, le total de la juste valeur des actifs du régime de retraite ne tenait pas compte des montants suivants : 17 millions de dollars d'intérêts et de dividendes à recevoir; 8 millions de dollars de créances liées à des opérations de vente en cours; et 10 millions de dollars associés aux charges d'administration du régime de retraite.

Se reporter à la note 12 – Juste valeur des instruments financiers et gestion des risques pour obtenir une description des niveaux de la hiérarchie de la juste valeur.

Variations de la juste valeur des instruments financiers classés dans le niveau 3

Le tableau suivant résume les variations de la juste valeur des instruments financiers classés dans le niveau 3 pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011. Les instruments financiers du régime de retraite sont classés dans le niveau 3 lorsque leur juste valeur a été évaluée en fonction d'au moins une donnée d'entrée importante qui n'est pas observable sur les marchés ou en raison du manque de liquidité de certains marchés. Les gains et pertes présentés dans le tableau ci-dessous peuvent inclure des variations de la juste valeur qui sont fondées sur des données d'entrée observables et sur d'autres qui ne le sont pas.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Juste valeur à l'ouverture de l'exercice	**167**	167
Gains réalisés et non réalisés	**5**	18
Achats	**6**	9
Ventes et décaissements	**(72)**	(27)
Juste valeur à la clôture de l'exercice	**106**	167

Il n'y a eu aucun reclassement important visant le niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur.

La société soumet les évaluations de la juste valeur des instruments classés dans le niveau 3 à des analyses de sensibilité, remplaçant à cette fin des données d'entrée non observables par une ou plusieurs hypothèses de rechange jugées raisonnables. Ces analyses se sont traduites par des variations négligeables de la juste valeur des instruments financiers ainsi classés.

Techniques d'évaluation servant à établir la juste valeur

Fonds communs

La catégorie des fonds communs comprend principalement les placements dans des actions de sociétés fermées. Les placements dans des actions de sociétés fermées représentent des fonds de capital-investissement qui investissent dans des sociétés en exploitation dont les titres ne sont pas cotés. Les stratégies de placement dans de telles actions visent notamment des sociétés en commandite qui se démarquent par leur forte croissance interne et leurs efficiences opérationnelles, du capital de risque, des prises de contrôle par emprunt et des situations particulières, comme dans le cas d'entreprises en difficulté. Les évaluations des actions de sociétés fermées sont fournies par le gestionnaire du fonds et sont fondées sur l'évaluation des placements sous-jacents, laquelle tient compte de données d'entrée, tels le coût, les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie futurs actualisés et des données comparables s'appuyant sur le marché. Comme ces données d'entrée ne sont pas, à proprement parler, observables, les placements dans des actions de sociétés fermées ont été classés dans le niveau 3 de la hiérarchie des fonds communs.

Équivalents de trésorerie

Les dépôts en espèces remboursables à vue détenus auprès de banques et la trésorerie détenue par les gestionnaires de placements sont considérés comme des équivalents de trésorerie et sont classés dans le niveau 1 de la hiérarchie des évaluations de la juste valeur.

Titres à court terme

Les titres à court terme sont évalués au coût majoré des intérêts courus, ce qui avoisine leur juste valeur en raison de leur échéance rapprochée. Les titres à court terme ont été classés dans le niveau 2.

Placements immobiliers

Les placements immobiliers représentent les placements de capital-investissement dans des sociétés de portefeuille qui investissent dans des biens immobiliers. Les placements dans ces sociétés sont évalués au moyen de la valeur liquidative fournie par le gestionnaire du fonds. Les placements immobiliers sont classés dans le niveau 3.

Actions de sociétés

Les actions de sociétés sont évaluées au moyen des cours sur des marchés actifs et sont classées dans le niveau 1. Les placements libellés en devises sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice.

Obligations et débentures

Les obligations et les débentures sont présentées aux cours de clôture qui ont été publiés, et elles sont classées dans le niveau 2.

15. PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX

Aux 31 décembre 2012 et 2011, la société avait comptabilisé les montants actualisés suivants au titre des passifs environnementaux dans les bilans consolidés :

31 décembre (en millions de dollars)	**BPC**	**Évaluation et remise en état des terrains**	**Total**
2012			
Passifs environnementaux – 1er janvier	**199**	**58**	**257**
Charge de désactualisation	**9**	**2**	**11**
Dépenses	**(8)**	**(10)**	**(18)**
Ajustement lié à la réévaluation	**(3)**	**2**	**(1)**
Passifs environnementaux – 31 décembre	**197**	**52**	**249**
Moins : la tranche échéant à moins de un an	**(13)**	**(9)**	**(22)**
	184	**43**	**227**

31 décembre (en millions de dollars)	BPC	Évaluation et remise en état des terrains	Total
2011			
Passifs environnementaux – 1er janvier	251	58	309
Charge de désactualisation	12	2	14
Dépenses	(9)	(7)	(16)
Ajustement lié à la réévaluation	(55)	5	(50)
Passifs environnementaux – 31 décembre	199	58	257
Moins : la tranche échéant à moins de un an	(13)	(9)	(22)
	186	49	235

Le tableau suivant présente le rapprochement entre les passifs environnementaux sur une base non actualisée et le montant comptabilisé dans les bilans consolidés compte tenu du taux d'actualisation :

31 décembre (en millions de dollars)	**BPC**	**Évaluation et remise en état des terrains**	**Total**
2012			
Passifs environnementaux non actualisés – 31 décembre	**233**	**54**	**287**
Moins : l'actualisation des passifs accumulés à la valeur actualisée	**(36)**	**(2)**	**(38)**
Passifs environnementaux actualisés – 31 décembre	**197**	**52**	**249**

31 décembre (en millions de dollars)	BPC	Évaluation et remise en état des terrains	Total
2011			
Passifs environnementaux non actualisés – 31 décembre	242	61	303
Moins : l'actualisation des passifs accumulés à la valeur actualisée	(43)	(3)	(46)
Passifs environnementaux actualisés – 31 décembre	199	58	257

les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices après celui clos le 31 décembre 2012 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 22 millions de dollars en 2013; 38 millions de dollars en 2014; 36 millions de dollars en 2015; 22 millions de dollars en 2016, 17 millions de dollars en 2017; et 152 millions de dollars par la suite. Au 31 décembre 2012, du total des dépenses futures estimatives au titre de l'environnement, 233 millions de dollars se rapportaient aux BPC (242 millions de dollars en 2011) et 54 millions de dollars, au programme d'évaluation et de remise en état des terrains (61 millions de dollars en 2011).

Conformément aux conventions comptables applicables aux coûts environnementaux, Hydro One constate un passif au titre des dépenses futures estimatives obligatoires liées à l'élimination ou à la destruction des huiles isolantes et équipements électriques connexes contaminés aux BPC ainsi que de l'évaluation et de la remise en état des terrains contaminés par des produits chimiques.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des lois ou des règlements et les progrès liés aux technologies de remise en état de sites. Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les passifs environnementaux de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait à la valeur actualisée du coût nécessaire pour que la société se conforme à la législation et à la réglementation. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées par la société. En outre, pour ce qui est du passif environnemental lié aux BPC, la disponibilité de ressources critiques telles que la main-d'oeuvre qualifiée et les actifs de remplacement ainsi que la capacité de procéder à des interruptions de services à des fins d'entretien dans certaines installations clés pourraient avoir une influence sur le calendrier des dépenses. Les passifs environnementaux estimatifs sont examinés une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou à d'autres facteurs pertinents. Les modifications apportées aux estimations sont constatées prospectivement. La société comptabilise un actif réglementaire reflétant ses attentes à l'égard du fait que les coûts environnementaux futurs pourront être recouvrés au moyen des tarifs.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, la société estime le coût d'achèvement des travaux requis et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme hypothétique d'environ 2 % a été utilisé pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures relatives à l'environnement ont été actualisées selon un taux allant de 3,75 % à 6,25 %, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle les augmentations de l'obligation ont été constatées initialement.

BPC

En septembre 2008, Environnement Canada a publié le texte final de sa réglementation régissant la gestion, le stockage et l'élimination des BPC. Cette réglementation a été adoptée en vertu de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999). Cette réglementation impose un calendrier pour l'élimination des BPC fondé sur certains critères tels que le type d'équipement en cause, le niveau d'utilisation et le seuil de contamination aux BPC. La totalité des BPC présents en concentration de 500 parties par million (« ppm ») ou plus, excluant certaines pièces d'équipement précis, devait être éliminée avant la clôture de 2009, exception faite des certaines pièces de matériel faisant l'objet d'une dispense précise. En vertu de la réglementation, les BPC contenus dans l'équipement en concentration supérieure à 50 ppm, mais inférieure à 500 ppm, ou supérieure à 50 ppm dans le cas des transformateurs sur poteau, de l'équipement électrique secondaire sur poteau et des ballasts de tube fluorescent doivent être éliminés avant la clôture de 2025.

La direction est d'avis que, à l'heure actuelle, la société dispose de très peu d'actifs contaminés aux BPC à hauteur de 500 ppm ou plus. Les actifs devant être éliminés avant 2025 comprennent principalement les poteaux sur dalle de béton liés aux lignes de distribution, ainsi que les ballasts de tube fluorescent. Les équipements des postes de distribution et de transport seront de façon générale remplacés ou décontaminés en retirant l'huile isolante contaminée aux BPC qu'ils contiennent et en les remplissant immédiatement avec de l'huile de remplacement dont la concentration en BPC est de moins de 2 ppm.

Les dépenses futures supplémentaires qu'il sera nécessaire d'engager pour satisfaire aux exigences actuelles de la réglementation sur les BPC s'établissent à environ 233 millions de dollars d'après les meilleures estimations de la société. Ces dépenses devraient être engagées entre 2013 et 2025. Compte tenu des estimations les plus récentes de coûts nécessaires au respect de la réglementation actuelle en matière de BPC, la société a comptabilisé un ajustement de réévaluation afin de réduire le passif environnemental au titre des PBC de 3 millions de dollars (55 millions de dollars en 2011).

Évaluation et remise en état des terrains
Selon la meilleure estimation de la société, le total des dépenses futures estimatives nécessaires à l'achèvement du programme d'évaluation et de remise en état des terrains est d'environ 54 millions de dollars. Ces dépenses devraient être engagées sur une période allant de 2013 à 2020. Dans le cadre de son examen annuel des passifs environnementaux, la société a comptabilisé un ajustement de réévaluation afin d'accroître le passif environnemental au titre de l'évaluation et de la remise en état des terrains d'environ 2 millions de dollars (5 millions de dollars en 2011).

16. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, qui représentent les obligations juridiques liées à la mise hors service de certains actifs corporels à long terme, sont calculées comme étant la valeur actualisée des dépenses projetées à l'égard de la mise hors service future d'actifs précis et elles sont comptabilisées dans la période au cours de laquelle le passif naît, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. Si l'actif est toujours en service à la date de comptabilisation, la valeur actualisée du passif sera ajoutée à la valeur comptable de l'actif connexe dans la période au cours de laquelle le passif est engagé, et cette valeur comptable additionnelle sera amortie sur la durée de vie résiduelle de l'actif. Si une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est comptabilisée à l'égard d'un actif qui n'est plus en service, le coût de mise hors service de l'actif sera imputé aux résultats d'exploitation. Après la comptabilisation initiale, le passif est ajusté pour tenir compte de toute révision des flux de trésorerie futurs estimatifs afférente à l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations (des ajustements correspondants étant apportés aux immobilisations corporelles), laquelle peut être attribuable à divers facteurs, entre autres, une flambée des coûts, un changement apporté à la technologie applicable aux actifs devant être mis hors service et une modification des lois fédérales, étatiques ou locales, ainsi que pour tenir compte de la désactualisation du passif en raison de l'écoulement du temps jusqu'à ce que l'obligation soit réglée. La charge d'amortissement est ajustée prospectivement pour tenir compte de toute hausse ou baisse de la valeur comptable de l'actif connexe.

Tous les facteurs utilisés par la société pour estimer les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la société représentent les meilleures estimations de la direction en ce qui a trait aux coûts nécessaires pour satisfaire à la législation et à la réglementation existante. Toutefois, il existe une probabilité raisonnable que le nombre ou le volume d'actifs contaminés, l'estimation des coûts nécessaires pour effectuer les travaux, les hypothèses relatives à l'inflation et la tendance prévue des flux de trésorerie annuels diffèrent de façon importante des hypothèses posées actuellement par la société. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont examinées une fois l'an ou plus fréquemment si des changements importants sont apportés à la réglementation ou à d'autres facteurs pertinents. Les modifications apportées aux estimations sont constatées prospectivement.

Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la société estime la juste valeur courante des travaux d'enlèvement et de remise en état requis, et elle pose des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie futurs. Un taux d'inflation à long terme implicite d'environ 2 % a servi d'hypothèse pour prendre en compte l'estimation du coût actuel lié aux dépenses estimatives futures. Les dépenses futures relatives à l'environnement ont été actualisées selon un taux allant de 3 % à 5 %, soit le taux approprié pour la période au cours de laquelle les dépenses devraient être engagées.

Au 31 décembre 2012, Hydro One a comptabilisé des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 15 millions de dollars (15 millions de dollars en 2011), constituées de 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2011) de dépenses estimatives futures liées au désamiantage et au retrait du matériel contaminé à l'amiante dans certaines de ses installations ainsi que 8 millions de dollars (8 millions de dollars en 2011) liés à la désaffection et au retrait de deux postes de commutation.

La société a constaté un passif au titre des dépenses estimatives futures nécessaires pour ou désamianter puis retirer les matériaux contenant de l'amiante installés dans certaines de ses installations d'après les meilleures estimations de la direction quant à la valeur actualisée des dépenses estimatives futures nécessaires pour se conformer à la réglementation actuelle. En 2010, la société a achevé une étude qu'elle a préparée avec l'aide d'un cabinet externe d'experts-conseil en vue d'estimer les dépenses futures liées au désamiantage qui doit précéder la démolition d'installations. Le montant d'intérêts comptabilisé est négligeable, et aucune dépense liée à cette obligation n'a été engagée à ce jour.

En 2011, Hydro One a constaté une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 4 millions de dollars se rapportant au déclassement et au retrait futurs d'un de ses postes de commutation, en plus de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 4 millions de dollars constatée au cours d'un exercice précédent qui se rapportait au déclassement et au retrait futurs d'un autre poste de commutation. Les intérêts comptabilisés ont été négligeables et, à ce jour, aucune dépense n'a été associée à ces obligations.

17. CAPITAL-ACTIONS

Actions privilégiées

La société a émise et mis en circulation 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif de 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25 $ chacune, pour un capital global de 323 millions de dollars. Elle est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées.

Les actions privilégiées de la société donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, ou 1,375 $ par action, payable trimestriellement. Leur rachat n'est pas obligatoire (sauf en cas de liquidation), mais elles peuvent être rachetées dans certaines circonstances. Ces actions sont rachetables au gré de la province, à une valeur de rachat, plus tout dividende cumulé et impayé, si celle-ci vend dans le public un nombre d'actions ordinaires qui ferait en sorte que sa participation dans la société tombe sous les 50 % de son capital social ordinaire. Hydro One peut, à son entière discrétion, choisir de régler la totalité ou une partie du prix de rachat en émettant d'autres actions ordinaires à la province. Si celle-ci n'exerce pas son droit de rachat, la société sera en mesure d'ajuster le dividende sur les actions privilégiées de sorte que leur taux de rendement soit de 0,50 % inférieur à celui du marché pour des actions privilégiées de notation semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et auraient priorité de rang sur les actions ordinaires advenant la liquidation de la société.

Ces actions privilégiées sont assorties de conditions de rachat sur lesquelles la société n'a aucune emprise puisque la province peut, en cas de changement de propriété, exercer son droit de rachat sans l'approbation du conseil d'administration de la société. Comme ce droit de rachat conditionnel échappe à la volonté de la société, les actions privilégiées ont été classées hors des capitaux propres aux bilans consolidés. La direction est d'avis qu'il est improbable que les actions privilégiées deviennent rachetables. Aucun ajustement de la valeur comptable des actions privilégiées n'a été constaté au 31 décembre 2012. Si, dans l'avenir, il devenait probable que les actions privilégiées soient rachetées, leur valeur de rachat serait ajustée.

Actions ordinaires

La société a 100 000 actions ordinaires émises et en circulation. Elle est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, du maintien de la structure du capital réglementaire réputée, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

Résultat par action

Le résultat par action correspond au bénéfice net de l'exercice, après dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

18. DIVIDENDES

En 2012, la société a déclaré des dividendes sur ses actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2011) et des dividendes sur ses actions ordinaires de 352 millions de dollars (150 millions de dollars en 2011).

19. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Hydro One est détenue par la province. La SFIEO, la SIERE, l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO »), Ontario Power Generation Inc. (« OPG ») et la CEO sont des apparentés à Hydro One puisque la province les contrôle ou exerce sur elles une influence notable. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu de la SIERE des produits pour des services de transport, d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport comprennent 1 474 millions de dollars (1 366 millions de dollars en 2011) se rapportant à ces services. Elle reçoit de la SIERE des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits de distribution incluent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2011) se rapportant à ce programme. En 2012, Hydro One a aussi reçu de la SIERE des produits pour l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Grand Nord. Les produits de distribution comprennent 28 millions de dollars (28 millions de dollars en 2011) en lien avec ces services.

En 2012, Hydro One a acheté pour 2 392 millions de dollars (2 401 millions de dollars en 2011) d'électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERE; 10 millions de dollars (16 millions de dollars en 2011) d'électricité auprès d'OPG et 7 millions de dollars (10 millions de dollars en 2011) d'électricité de la SFIEO.

Aux termes de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès de sociétés de distribution et de transport de gaz et d'électricité. En 2012, Hydro One a engagé des frais de 11 millions de dollars (11 millions de dollars en 2011) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec l'OPG. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. En 2012, les produits générés par la prestation de services de construction et d'entretien de l'équipement eu égard à ces conventions se sont établis respectivement à 10 millions de dollars (7 millions de dollars en 2011) et ont été réalisés essentiellement par l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services eu égard à ces conventions se sont établies à 2 millions de dollars en 2012 (2 millions de dollars en 2011).

L'OEO finance la quasi-totalité des programmes de conservation et de gestion de la demande de la société. Ce financement comprend les coûts des programmes, les incitatifs et les frais de gestion. En 2012, Hydro One a reçu de l'OEO 39 millions de dollars (39 millions de dollars en 2011) en lien avec de tels programmes.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et paiements en remplacement des impôts fonciers ont été payés ou sont à payer à la SFIEO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province.

Les achats et les ventes conclus avec des apparentés se font aux prix courants du marché ou au montant approximatif de la juste valeur, conformément aux exigences du *Affiliate Relationships Code* de la CEO. Les soldes impayés à la clôture de la période ne sont pas garantis, ne portent pas intérêt et seront réglés en espèces. Au 31 décembre 2012, la société détenait des billets à taux variable de la province d'Ontario d'une juste valeur de 251 millions de dollars (250 millions de dollars en 2011).

Ce qui suit indique les montants à payer à des apparentés ou à recevoir de ceux-ci par suite des opérations susmentionnées.

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Montants à recevoir des apparentés	**154**	156
Montants à payer à des apparentés[1]	**(257)**	(342)
Placement à long terme	**251**	250

[1] Les montants à payer à des apparentés aux 31 décembre 2012 tiennent compte de montants à payer à la SIERE totalisant 199 millions de dollars (209 millions de dollars en 2011) en raison d'achats d'électricité.

20. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation sont les suivantes :

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Débiteurs	**(30)**	(18)
Montants à recevoir des apparentés	**2**	(32)
Matières et fournitures	**2**	(4)
Autres actifs	**(4)**	(11)
Créditeurs	**(14)**	29
Charges à payer	**10**	98
Montants à payer à des apparentés	**(85)**	61
Intérêts courus	**10**	1
Créditeurs et autres passifs à long terme	**13**	–
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	**56**	60
	(40)	184

Renseignements complémentaires :		
Intérêts payés, montant net	**411**	410
Paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**197**	80

21. ÉVENTUALITÉS

Poursuites

Hydro One fait face à diverses poursuites, revendications et procédures réglementaires qui surviennent dans le cours normal de ses activités. De l'avis de sa direction, l'issue de ces affaires n'aura pas d'incidence défavorable significative sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Transfert d'actifs

Les ordonnances de transfert aux termes desquelles la société a acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro en date du 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété de certains actifs situés dans des réserves (telles qu'elles sont définies en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada)). La SFIEO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, la société est tenue de gérer ces actifs jusqu'à ce qu'elle ait obtenu tous les consentements nécessaires pour procéder au transfert du titre de propriété de ces actifs en sa faveur. La société n'est pas en mesure de prévoir le total du montant qu'elle pourrait avoir à verser par année ou de façon ponctuelle, afin d'obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, elle prévoit devoir verser davantage que le montant de 1 million de dollars qu'elle a payé en 2012. Si la société ne peut obtenir les consentements requis, la SFIEO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si la société est incapable de parvenir à un règlement satisfaisant, elle pourrait devoir déplacer ces actifs à d'autres endroits, et le coût de ce déplacement pourrait être élevé ou, dans un nombre restreint de cas, elle pourrait devoir abandonner une ligne et la remplacer par une centrale électrique au diesel. Les coûts associés à ces actifs pourraient avoir une incidence négative importante sur les résultats d'exploitation de la société si cette dernière ne pouvait les recouvrer par le truchement d'ordonnances tarifaires futures.

22. ENGAGEMENTS

Convention avec Inergi LP (« Inergi »)

Depuis le 1er mars 2002, Inergi, filiale en propriété exclusive de Cap Gemini Canada Inc., fournit des services à Hydro One. Le 1er mai 2010, conformément aux modalités du contrat, la société a prorogé la convention de services cadre avec Inergi pour une période supplémentaire de trois ans. Cette convention viendra à échéance le 28 février 2015. Aux termes de celle-ci, Inergi procure à Hydro One divers services, notamment des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Les montants facturés par Inergi pour ces services ont varié de 93 millions de dollars à 130 millions de dollars par année, et ils font l'objet d'une étude comparative externe tous les trois ans afin d'assurer que Hydro One paie un prix concurrentiel clairement défini et constamment à jour.

Au 31 décembre 2012, les engagements annuels en vertu de la convention d'Inergi étaient comme suit : 136 millions de dollars en 2013; 130 millions de dollars en 2014; 21 millions de dollars en 2015; et néant en 2016 et par la suite.

Soutien prudentiel

Les entités qui achètent de l'électricité en Ontario par l'entremise de la SIERE doivent fournir une garantie établie selon leurs activités prévues sur le marché afin de réduire le risque de défaut. Au 31 décembre 2012, la société avait fourni à la SIERE un soutien prudentiel au nom de Hydro One Networks et de Hydro One Brampton Networks au moyen de garanties, en sa qualité de société mère, de 325 millions de dollars (325 millions de dollars en 2011) ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties de 0,7 million de dollars (0,7 million de dollars en 2011). Le 27 avril 2012, la note de crédit la plus élevée de Hydro One a été abaissée, passant de « Aa » à « A ». Selon cette nouvelle cote de solvabilité, la société a fourni des lettres de crédit d'un montant de 22 millions de dollars à la SIERE. La SIERE pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties et (ou) ces lettres de crédit si ces filiales ou distributeurs omettaient de faire le paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERE. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale de toute lettre de crédit majorée du montant nominal des garanties de la société mère.

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaire ont été émises comme garantie du passif de la société aux termes d'un fonds en fiducie constitué en vertu du régime de retraite complémentaire destiné aux salariés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire du régime de retraite complémentaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur ces lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement éventuel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit. Au 31 décembre 2012, Hydro One avait en cours pour 127 millions de dollars (124 millions de dollars en 2011) de lettres de crédit liées aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Hydro One est engagée à titre de preneur à bail dans le cadre de contrats de location-exploitation irrévocables visant des immeubles utilisés par la fonction liée à l'administration et au service ainsi que du matériel de télécommunications entreposé. Ces contrats de location ont une durée moyenne allant de un an à cinq ans et sont assortis d'options de renouvellement pour des périodes allant de un an à dix ans pour certains contrats. Tous les contrats de location comprennent une clause permettant la révision à la hausse de la charge de location une fois par année ou au moment du renouvellement, selon la conjoncture des marchés en vigueur. La conclusion de ces contrats de location par Hydro One n'a pas donné lieu à l'imposition de restrictions à cette dernière. Hydro One Networks et Hydro One Telecom sont les principales entités concernées.

Au 31 décembre 2012, les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation irrévocables étaient les suivants :

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Dans moins de un an	**10**	8
Dans plus de un an mais moins de cinq ans	**29**	26
Dans plus de cinq ans	**14**	20
	53	54

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, la société a effectué des paiements de location totalisant 9 millions de dollars (6 millions de dollars en 2011).

23. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont les principales activités consistent à fournir des services de transport d'électricité et de raccordement et à assurer le transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont les principales activités consistent à livrer et à vendre de l'électricité aux clients;
- le secteur « Autres », dont les activités sont essentiellement celles de l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les secteurs d'exploitation de la société sont établis en fonction des informations utilisées par le principal responsable de l'exploitation pour prendre les décisions liées à l'attribution des ressources et évaluer la performance de chaque secteur. La société évalue la performance de chaque secteur en se fondant sur le bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés des activités poursuivies (exclusion faite de certains frais d'entreprise liés à la gouvernance attribués).

Les conventions comptables appliquées par les différents secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (se reporter à la note 2 – Principales conventions comptables). Les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercice clos le 31 décembre 2012 (en millions de dollars)	**Transport**	**Distribution**	**Autres**	**Chiffres consolidés**
Bénéfice sectoriel				
Produits	**1 482**	**4 184**	**62**	**5 728**
Achats d'électricité	**–**	**2 774**	**–**	**2 774**
Exploitation, entretien et administration	**402**	**608**	**61**	**1 071**
Amortissement	**320**	**329**	**10**	**659**
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**760**	**473**	**(9)**	**1 224**
Charges de financement				**358**
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				**866**
Dépenses en immobilisations	**776**	**671**	**7**	**1 454**

Exercice clos le 31 décembre 2011 (en millions de dollars)	Transport	Distribution	Autres	Chiffres consolidés
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 389	4 019	63	5 471
Achats d'électricité	–	2 628	–	2 628
Exploitation, entretien et administration	422	609	61	1 092
Amortissement	302	304	10	616
Bénéfice (perte) avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	665	478	(8)	1 135
Charges de financement				344
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				791
Dépenses en immobilisations	810	628	9	1 447

31 décembre (en millions de dollars)	**2012**	2011
Total de l'actif		
Transport	**11 586**	10 589
Distribution	**8 621**	7 594
Autres	**604**	653
	20 811	18 836

Tous les produits, coûts et actifs sont, selon le cas, gagnés, engagés ou détenus au Canada.

24. TRANSITION AUX PCGR DES ÉTATS-UNIS

Les PCGR des États-Unis ont été adoptés de manière rétrospective et les données correspondantes ont été retraitées en fonction des exigences de ce référentiel comptable qui étaient alors en vigueur. La date de transition aux PCGR des États-Unis de la société est le 1er janvier 2011, date qui correspond à l'ouverture de la période de comparaison de 2011 aux fins des états financiers consolidés de 2012.

Ce qui suit indique les différences d'évaluation et de classement résultant de l'adoption des PCGR des États-Unis par Hydro One. En ce qui concerne ces différences, les tableaux présentés sous la rubrique Différences découlant des PCGR des États-Unis renferment des rapprochements quantitatifs des bilans consolidés et des états consolidés des variations des capitaux propres déjà établis selon les PCGR du Canada et des montants et classements correspondants aux termes des PCGR des États-Unis, ainsi que la description des principales différences d'évaluation et de classement résultant de l'adoption des PCGR des États Unis. Les rapprochements des bilans consolidés et des états consolidés des variations des capitaux propres sont présentés au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011, ces dates marquant l'ouverture et la clôture de l'exercice de comparaison pour 2012. L'adoption des PCGR des États-Unis par Hydro One n'a causé aucune différence d'évaluation ou de classement des éléments des états consolidés des résultats et du résultat étendu.

Exception faite de ce qui est indiqué dans la présente note, le fait de passer des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis comme référentiel comptable, n'a pas influé fortement sur les conventions comptables ou les informations à fournir. Il y a lieu de se reporter aux états financiers consolidés au 31 décembre 2011 et pour l'exercice clos à cette date qui ont été dressés selon les PCGR du Canada et déposés antérieurement afin d'obtenir d'autres informations sur les conventions et méthodes comptables suivies aux termes de ces PCGR.

Le tableau suivant résume les augmentations (diminutions) du total de l'actif.

(en millions de dollars)	Notes	**1er janvier 2011**	**31 décembre 2011**
Total de l'actif – PCGR du Canada		17 322	18 368
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté	A	32	32
Actif lié au régime de retraite, montant reporté	B	(460)	(466)
Actifs réglementaires	B	450	902
Total de l'actif – PCGR des États-Unis		17 344	18 836

Le tableau suivant résume les augmentations (diminutions) du total du passif.

(en millions de dollars)	Notes	**1er janvier 2011**	**31 décembre 2011**
Total du passif – PCGR du Canada		11 341	11 914
Dette à long terme	A	5	9
Primes d'émission de titres d'emprunt non amorties, montant net	A	27	23
Passif au titre des prestations de retraite	B	297	779
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	B	153	123
Passifs réglementaires	B	(460)	(466)
Total du passif – PCGR des États-Unis		11 363	12 382

Différences découlant des PCGR des États-Unis

Ce qui suit constitue des rapprochements des bilans consolidés au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011 établis selon les PCGR du Canada et selon les PCGR des États-Unis.

1er janvier 2011 (en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	Effet de la transition aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Actif				
Actif à court terme				
Trésorerie		33	–	33
Placements à court terme		139	–	139
Débiteurs	F	911	(124)	787
Montants à recevoir des apparentés	F	–	124	124
Actifs réglementaires		42	–	42
Matières et fournitures		21	–	21
Actifs d'impôts différés		35	–	35
Instruments dérivés	C	–	1	1
Autres	C	8	(1)	7
		1 189	–	1 189
Immobilisations corporelles				
Immobilisations corporelles en service (déduction faite de l'amortissement cumulé)		12 520	–	12 520
Immobilisations en cours		1 402	–	1 402
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future		139	–	139
		14 061	–	14 061
Autres actifs à long terme				
Actifs réglementaires	B	1 013	450	1 463
Actif lié au régime de retraite, montant reporté	B	460	(460)	–
Placement à long terme		249	–	249
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé)		189	–	189
Écart d'acquisition		133	–	133
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté	A	–	32	32
Instruments dérivés	C	–	7	7
Actifs d'impôts différés		19	–	19
Autres	C	9	(7)	2
		2 072	22	2 094
Total de l'actif		17 322	22	17 344

1er janvier 2011 (en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	Effet de la transition aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Passif				
Passif à court terme				
Créditeurs et charges à payer	D, F	884	(884)	–
Créditeurs	D	–	125	125
Charges à payer	D	–	478	478
Montants à payer aux apparentés	F	–	281	281
Intérêts courus		84	–	84
Passifs réglementaires		72	–	72
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme		500	–	500
		1 540	–	1 540
Dette à long terme	A	7 278	5	7 283
Autres passifs à long terme				
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	B	980	153	1 133
Passifs d'impôts différés		693	–	693
Passif au titre des prestations de retraite	B	–	297	297
Passifs environnementaux		287	–	287
Passifs réglementaires	B	540	(460)	80
Primes d'émission de titres d'emprunt non amorties, montant net	A	–	27	27
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		11	–	11
Créditeurs et autres passifs à long terme		12	–	12
		2 523	17	2 540
Total du passif		11 341	22	11 363
Actions privilégiées	E	–	323	323
Capitaux propres				
Actions privilégiées	E	323	(323)	–
Actions ordinaires		3 314	–	3 314
Bénéfices non répartis		2 354	–	2 354
Cumul des autres éléments du résultat étendu		(10)	–	(10)
Total des capitaux propres		5 981	(323)	5 658
Total du passif, des actions privilégiées et des capitaux propres		17 322	22	17 344

31 décembre 2011 (en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	Effet de la transition aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Actif				
Actif à court terme				
Placements à court terme		228	–	228
Débiteurs	F	961	(156)	805
Montants à recevoir des apparentés	F	–	156	156
Actifs réglementaires		24	–	24
Matières et fournitures		25	–	25
Actifs d'impôts différés		19	–	19
Instruments dérivés	C	–	1	1
Autres	C	20	(1)	19
		1 277	–	1 277
Immobilisations corporelles				
Immobilisations corporelles en service (déduction faite de l'amortissement cumulé)		13 329	–	13 329
Immobilisations en cours		1 436	–	1 436
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future		138	–	138
		14 903	–	14 903
Autres actifs à long terme				
Actifs réglementaires	B	1 064	902	1 966
Actif lié au régime de retraite, montant reporté	B	466	(466)	–
Placement à long terme		250	–	250
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé)		224	–	224
Écart d'acquisition		133	–	133
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté	A	–	32	32
Instruments dérivés	C	–	33	33
Actifs d'impôts différés		17	–	17
Autres	C	34	(33)	1
		2 188	468	2 656
Total de l'actif		18 368	468	18 836

31 décembre 2011 (en millions de dollars)	Notes	PCGR du Canada	Effet de la transition aux PCGR des États-Unis	PCGR des États-Unis
Passif				
Passif à court terme				
Dette bancaire		39	–	39
Créditeurs et charges à payer	D, F	1 071	(1 071)	–
Créditeurs	D	–	154	154
Charges à payer	D	–	575	575
Montants à payer aux apparentés	F	–	342	342
Intérêts courus		85	–	85
Passifs réglementaires		25	–	25
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme		600	–	600
		1 820	–	1 820
Dette à long terme	A	7 399	9	7 408
Autres passifs à long terme				
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	B	1 040	123	1 163
Passifs d'impôts différés		758	–	758
Passif au titre des prestations de retraite	B	–	779	779
Passifs environnementaux		235	–	235
Passifs réglementaires	B	635	(466)	169
Primes d'émission de titres d'emprunt non amorties, montant net	A	–	23	23
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		15	–	15
Créditeurs et autres passifs à long terme		12	–	12
		2 695	459	3 154
Total du passif		11 914	468	12 382
Actions privilégiées	E	–	323	323
Capitaux propres				
Actions privilégiées	E	323	(323)	–
Actions ordinaires		3 314	–	3 314
Bénéfices non répartis		2 827	–	2 827
Cumul des autres éléments du résultat étendu		(10)	–	(10)
Total des capitaux propres		6 454	(323)	6 131
Total du passif, des actions privilégiées et des capitaux propres		18 368	468	18 836

Les ajustements des capitaux propres au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011 par suite de la transition des PCGR du Canada aux PCGR des États-Unis sont les suivants :

1er janvier 2011 (en millions de dollars)	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis	Total des capitaux propres
PCGR du Canada	3 314	323	(10)	2 354	5 981
Autres éléments du résultat étendu	–	–	–	–	–
Actions privilégiées reclassées hors des capitaux propres	–	(323)	–	–	(323)
PCGR des États-Unis	3 314	–	(10)	2 354	5 658

31 décembre 2011 (en millions de dollars)	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Bénéfices non répartis	Total des capitaux propres
PCGR du Canada	3 314	323	(10)	2 827	6 454
Autres éléments du résultat étendu	–	–	–	–	–
Actions privilégiées reclassées hors des capitaux propres	–	(323)	–	–	(323)
PCGR des États-Unis	3 314	–	(10)	2 827	6 131

Notes sur les ajustements transitoires

En vertu des PCGR des États-Unis, la société i) évalue certains actifs et passifs d'une manière différente de celle aux termes des PCGR du Canada (voir ci-dessous les détails sur chaque changement d'évaluation) et ii) présente certains actifs, passifs et capitaux propres dans des postes des états financiers consolidés ne correspondant pas à ceux dans lesquels ils figuraient conformément aux PCGR du Canada (voir ci-dessous les détails sur chaque changement de classement).

A. Frais d'émission de titres d'emprunt (changement de classement)

En vertu des PCGR du Canada, les coûts liés au financement par emprunt, les primes et les escomptes relativement aux titres d'emprunt étaient imputés à la dette à long terme. Selon les PCGR des États-Unis, les coûts liés au financement par emprunt sont pris en compte au poste Frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté sous la rubrique Autres actifs à long terme, et le montant net des primes d'émission non amorties l'est sous Primes d'émission de titres de créance non amorties, montant net sous la rubrique Autres passifs à long terme.

Au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011, les augmentations suivantes reflètent l'incidence de ce changement sur les bilans consolidés :

(en millions de dollars)	**1er janvier 2011**	**31 décembre 2011**
Autres actifs à long terme		
Frais d'émission de titres d'emprunt, montant reporté	32	32
Autres passifs à long terme		
Primes d'émission de titres d'emprunt non amorties, montant net	27	23
Dette à long terme	5	9

B. Prestations de retraite, avantages complémentaires de retraite et avantages postérieurs à l'emploi (changement d'évaluation)

En vertu des PCGR du Canada, la société présentait dans ses bilans consolidés, le montant net non capitalisé des obligations au titre des prestations de retraite, des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, mais n'était pas tenue de le comptabiliser. En vertu des PCGR des États-Unis, la société a constaté ce montant dans ses bilans consolidés, et constate un actif réglementaire connexe afin de tenir compte des ajustements transitoires de la juste valeur, puisque les obligations supplémentaires devraient être recouvrées par voie des tarifs qui seront exigés des clients dans l'avenir. Les actifs et passifs d'impôts différés découlant de la constatation des obligations supplémentaires au titre des prestations de retraite, des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi ainsi que les actifs réglementaires connexes se compensent les uns les autres, sans que cela ait une incidence importante sur les états consolidés des résultats et du résultat étendu. Si ce n'était de la comptabilisation exigée par la réglementation, l'incidence fiscale des ajustements transitoires d'ouverture se traduirait par la constatation d'actifs d'impôts différés de 113 millions de dollars au 1er janvier 2011 et de 224 millions de dollars au 31 décembre 2011.

Au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011, les augmentations (diminutions) suivantes reflètent l'incidence de ce changement sur les bilans consolidés :

(en millions de dollars)	1er janvier 2011	31 décembre 2011
Autres actifs à long terme		
Actif lié au régime de retraite, montant reporté	(460)	(466)
Actifs réglementaires[1]	450	902
Autres passifs à long terme		
Passif au titre des prestations de retraite	297	779
Passif au titre des avantages complémentaires de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi	153	123
Passifs réglementaires[2]	(460)	(466)

[1] Représentent des actifs réglementaires de compensation des obligations supplémentaires au titre des prestations de retraite et autres avantages de respectivement 297 millions de dollars et 153 millions de dollars au 1er janvier 2011 et 779 millions de dollars et 123 millions de dollars au 31 décembre 2011.

[2] Représentent la radiation du passif réglementaire associé au montant reporté de l'actif lié au régime de retraite en vertu des PCGR du Canada.

C. Instruments dérivés (changement de classement)

En vertu des PCGR du Canada, la société classait les instruments dérivés faisant partie de relations de couverture désignées et de relations de couverture économique sous la rubrique Autres actifs des bilans consolidés. Aux termes des PCGR des États-Unis, la société les présente au poste Instruments dérivés.

Au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011, les augmentations (diminutions) suivantes reflètent l'incidence de ce changement sur les bilans consolidés :

(en millions de dollars)	1er janvier 2011	31 décembre 2011
Actif à court terme		
Instruments dérivés	1	1
Autres	(1)	(1)
Autres actifs à long terme		
Instruments dérivés	7	33
Autres	(7)	(33)

D. Créditeurs (changement de classement)

En vertu des PCGR du Canada, les comptes fournisseurs et autres créditeurs étaient présentés comme Créditeurs et charges à payer. En vertu des PCGR des États-Unis, les comptes fournisseurs sont inscrits dans le poste Créditeurs, et les autres créditeurs le sont dans le poste Charges à payer.

Au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011, les augmentations (diminutions) suivantes reflètent l'incidence de ce changement sur les bilans consolidés :

(en millions de dollars)	1er janvier 2011	31 décembre 2011
Passifs à court terme		
Créditeurs	125	154
Charges à payer	478	575
Créditeurs et charges à payer	(603)	(729)

E. Actions privilégiées (changement de classement)

En vertu des PCGR du Canada, les actions privilégiées de Hydro One étaient classées dans les capitaux propres et les dividendes sur ces actions étaient retranchés des bénéfices non répartis et constatés à mesure qu'ils étaient déclarés. Aux termes des PCGR des États-Unis, les actions privilégiées sont classées hors des capitaux propres, du fait des clauses de rachat conditionnel que renferme la convention conclue à leur égard, mais leurs dividendes sont toujours déduits des bénéfices non répartis et sont comptabilisés lorsqu'ils sont déclarés (se reporter à la note 17 – Capital-actions).

Au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011, les augmentations (diminutions) suivantes reflètent l'incidence de ce changement sur les bilans consolidés :

(en millions de dollars)	1er janvier 2011	31 décembre 2011
Actions privilégiées	323	323
Capitaux propres		
Actions privilégiées	(323)	(323)

F. Soldes entre apparentés (changement de classement)

En vertu des PCGR du Canada, les sommes à recevoir des apparentés et à payer à ces derniers étaient respectivement présentées au poste Débiteurs et au poste Créditeurs et charges à payer. Aux termes des PCGR des États-Unis, les sommes à recevoir des apparentés sont comptabilisées dans les montants à recevoir des apparentés et les sommes à payer aux apparentés sont comptabilisées dans les montants à payer à des apparentés.

Au 1er janvier 2011 et au 31 décembre 2011, les augmentations (diminutions) suivantes reflètent l'incidence de ce changement sur les bilans consolidés :

(en millions de dollars)	1er janvier 2011	31 décembre 2011
Actif à court terme		
Montants à recevoir des apparentés	124	156
Débiteurs	(124)	(156)
Passif à court terme		
Montants à payer à des apparentés	281	342
Créditeurs et charges à payer	(281)	(342)

25. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Les états financiers consolidés comparatifs ont été reclassés par rapport aux états présentés antérieurement afin de rendre leur présentation conforme à celle adoptée pour les états financiers consolidés au 31 décembre 2012.

SOMMAIRE DES STATISTIQUES FINANCIÈRES ET DES STATISTIQUES D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Données tirées de l'état des résultats

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2012[1]**	2011[1]	2010[2]	2009[2]	2008[2]
Produits					
Distribution	**4 184**	4 019	3 754	3 534	3 334
Transport	**1 482**	1 389	1 307	1 147	1 212
Autres	**62**	63	63	63	51
	5 728	5 471	5 124	4 744	4 597
Coûts					
Achats d'électricité	**2 774**	2 628	2 474	2 326	2 181
Exploitation, entretien et administration	**1 071**	1 092	1 078	1 057	965
Amortissement	**659**	616	583	537	548
	4 504	4 336	4 135	3 920	3 694
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**1 224**	1 135	989	824	903
Charges de financement	**358**	344	342	308	292
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**866**	791	647	516	611
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	**121**	150	56	46	113
Bénéfice net	**745**	641	591	470	498
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars)*	**7 280**	6 228	5 727	4 528	4 797
Dividendes déclarés par action ordinaire *(en dollars)*	**3 523**	1 500	100	1 700	2 410

Données tirées du bilan

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2012[1]**	2011[1]	2010[1]	2009[2]	2008[2]
Actif					
Distribution	**8 621**	7 594	6 915	6 481	5 873
Transport	**11 586**	10 589	9 820	8 993	7 877
Autres	**604**	653	609	161	128
Total de l'actif	**20 811**	18 836	17 344	15 635	13 878
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme	**1 756**	1 820	1 540	1 655	1 300
Dette à long terme	**7 879**	7 408	7 283	6 281	5 733
Autres passifs à long terme	**4 346**	3 154	2 540	2 281	1 721
Actions privilégiées	**323**	323	323	–	–
Capitaux propres					
Actions privilégiées	**–**	–	–	323	323
Actions ordinaires	**3 314**	3 314	3 314	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	**3 202**	2 827	2 354	1 791	1 497
Cumul des autres éléments du résultat étendu	**(9)**	(10)	(10)	(10)	(10)
Total du passif, des actions privilégiées et des capitaux propres	**20 811**	18 836	17 344	15 635	13 878

[1] Selon les PCGR des États-Unis

[2] Selon les PCGR du Canada

Autres données financières

Exercices clos les 31 décembre	**2012**	2011	2010	2009	2008
Dépenses en immobilisations *(en millions de dollars)*					
Distribution	**671**	628	629	643	570
Transport	**776**	810	936	918	704
Autres	**7**	9	5	5	10
Total des dépenses en immobilisations	**1 454**	1 447	1 570	1 566	1 284
Ratios					
Ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net[1]	**1,81**	1,81	1,77	1,79	1,84
Ratio de couverture par le bénéfice[2]	**2,83**	2,71	2,39	2,15	2,63
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées *(TWh)*[3]	**141,3**	141,5	142,2	139,2	148,7
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien *(MW)*[3]	**24 768**	25 505	25 145	24 477	24 231
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien *(MW)*[3]	**24 636**	25 450	25 075	24 380	24 195
Total des lignes de transport *(circuit-kilomètres)*	**29 327**	28 942	28 951	28 924	29 039
Distribution					
Unités distribuées aux clients de Hydro One *(TWh)*[3]	**29,2**	29,2	29,1	28,9	29,9
Unités distribuées par les lignes de Hydro One *(TWh)*[3,4]	**42,4**	42,5	42,5	43,5	44,7
Total des lignes de distribution *(circuit-kilomètres)*	**121 525**	120 514	123 552	123 528	123 260
Clients	**1 381 926**	1 365 379	1 345 177	1 333 920	1 325 745
Total de l'effectif permanent	**5 811**	5 781	5 717	5 427	5 032

[1] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

[2] Le ratio de couverture par le bénéfice correspond à la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulés sur actions privilégiées.

[3] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

[4] Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement auprès de la SIERE.

CONSEIL D'ADMINISTRATION (au 31 décembre 2012)

James Arnett[2]
Président du conseil d'administration, Hydro One Inc.

Kathryn A. Bouey[1,4,6]
Présidente, TBG Strategic Services Inc. Administratrice de sociétés

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction, Hydro One Inc.

A pris sa retraite le 31 décembre 2012

Don MacKinnon[5,6]
Président, Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique

Walter Murray[1,3,7]
Administrateur de sociétés

Yezdi Pavri[1,4]
Administrateur de sociétés

Douglas E. Speers[3,4,6]
Administrateur de sociétés

Carmine Marcello
Président et chef de la direction, Hydro One Inc.

A été désigné le 1er janvier 2013

George Cooke[1,5,7]
Chef de la direction, Compagnie d'assurance générale Dominion du Canada

Janet Holder[5,6,7]
Vice-présidente directrice, Accès dans l'Ouest, Enbridge Inc.

Michael J. Mueller[1,2,4]
Administrateur de sociétés

Robert L. Pace[2,3,7]
Président et chef de la direction, The Pace Group Ltd.

Gale Rubenstein[2,3,5]
Associée, Goodmans LLP

Comités du conseil d'administration

[1] *Comité d'audit et des finances* Le comité d'audit et des finances supervise l'intégrité des méthodes comptables et de la communication de l'information financière, les contrôles internes, l'audit interne, les risques financiers, la conformité financière et les politiques en matière de déontologie. Le comité s'est réuni sept fois en 2012.

[2] *Comité de gouvernance* Le comité de gouvernance est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il fait des recommandations quant aux questions devant être abordées aux réunions du conseil d'administration, passe en revue le mandat de ce dernier et celui de chacun de ses comités. Il procède à des évaluations du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration, et recommande de bons candidats à l'élection au conseil d'administration. Le comité s'est réuni cinq fois en 2012.

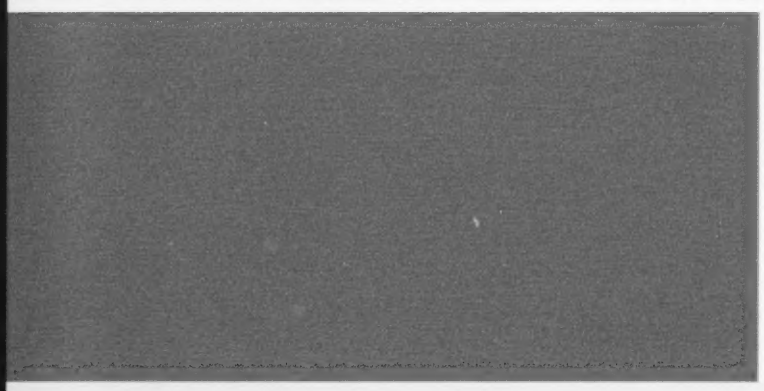
[3] *Comité des ressources humaines* Le comité des ressources humaines a la responsabilité d'examiner la pertinence de notre structure organisationnelle actuelle et future, les plans de relève des dirigeants de la société et des divisions et l'application du code de déontologie. Il évalue également le rendement et la rémunération des membres de la haute direction, ce qui comprend la formulation de recommandations au conseil concernant la rémunération de la présidente et chef de la direction. Le comité s'est réuni onze fois en 2012.

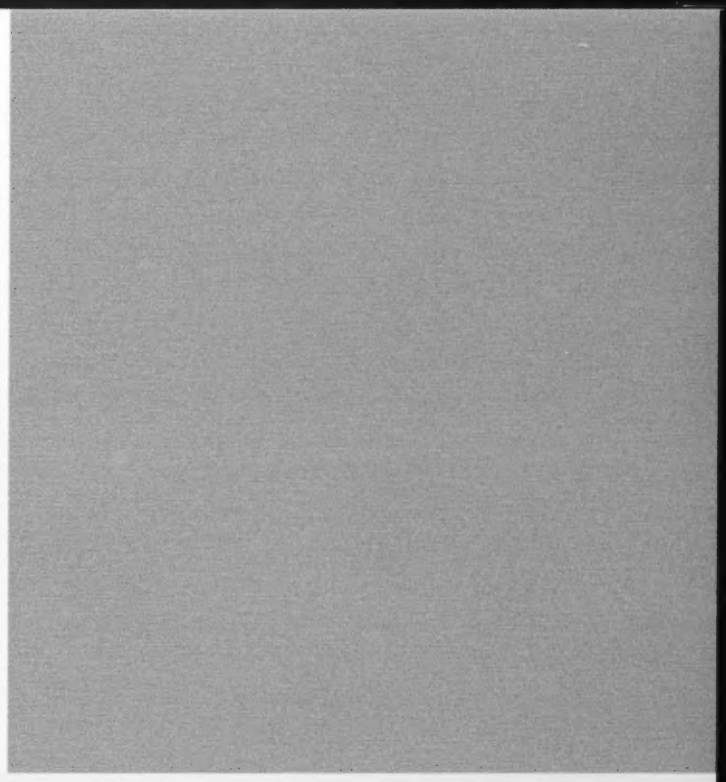
[4] *Comité de transformation opérationnelle* Le comité de transformation opérationnelle a la responsabilité d'aider le conseil dans ses responsabilités de surveillance de toutes les questions relatives au projet Cornerstone, au réseau de distribution de pointe et à la stratégie relative à l'innovation permanente, et à la planification, à l'aménagement et au déploiement de grands projets liés au réseau de transport ou de distribution, notamment les projets décrits dans le plan de mise en œuvre de la société à l'égard de l'énergie verte. Le comité s'est réuni six fois en 2012.

[5] *Comité de la réglementation et des politiques publiques* Le comité de la réglementation et des politiques publiques s'assure que la société respecte toutes les exigences réglementaires et les lois applicables et il détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société, et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité et examine les demandes tarifaires soumises par la société ainsi que les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni quatre fois en 2012.

[6] *Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement* Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement est responsable d'examiner les politiques, les normes et les programmes en matière de santé, de sécurité et d'environnement liés au travail, de s'assurer que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes de santé, de sécurité et d'environnement liées au travail et d'examiner les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni quatre fois en 2012.

[7] *Comité des placements et du régime de retraite* La principale fonction du comité des placements et du régime de retraite consiste à aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance à l'égard de toutes les questions liées au régime de retraite de la société, notamment de la caisse de retraite de Hydro One. Le comité s'est réuni quatre fois en 2012.





Hydro One Inc.
Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui exercent leurs activités dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité et des services de télécommunications.

Hydro One Networks Inc.
Regroupe la plupart de nos activités, qui sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien de nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One Brampton Networks Inc.
Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la croissance la plus rapide du Canada, à 30 km de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc.
Assure l'exploitation et l'entretien des installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 21 collectivités éloignées du Nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

Hydro One Telecom Inc.
Commercialise notre capacité de production de fibre optique auprès de nos clients d'affaires. Cette entreprise compte pour moins de un pour cent de nos actifs.

RENSEIGNEMENTS SUR LA SOCIÉTÉ

Adresse du siège social
483, Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

Relations avec les investisseurs
416-345-6867
investor.relations@HydroOne.com

Demandes des médias
416-345-6868
1-877-506-7584

Services à la clientèle
Panne d'électricité et situation d'urgence :
1-800-434-1235

Clients résidentiels, clients agricoles et petites entreprises :
1-888-664-9376

Clients commerciaux :
1-877-447-4412

Auditeurs
KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Pour en apprendre davantage sur les activités de Hydro One liées à l'électricité et sur la façon dont elle entend assurer l'avenir du réseau tout en préservant l'environnement, visitez le

www.HydroOne.com